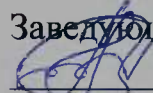


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

« 31 » марта 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Кирьян Юлии Вадимовне.

Группа ГЭ13-01Б. Направление 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Забайкальской ГЭС на реке Шилка. Особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ)».

Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017 г.

Руководитель ВКР В.В. Луференко, заместитель главного инженера по эксплуатации Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компонировка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Забайкальской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Забайкальской ГЭС; главная схема Забайкальской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Забайкальской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Забайкальской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Забайкальской ГЭС.

Руководитель ВКР



подпись

В.В. Луференко

Задание принял к исполнению



подпись

Ю.В. Кирьян

« 31 » марта 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

руководителя Луференко В.В. заместителя главного инженера по
эксплуатации Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенской ГЭС им.
П. С. Непорожного»

о бакалаврской работе «Проектирование Забайкальской ГЭС на реке Шилка.
Особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности
(ОРЭМ)»

Кириян Юлии Вадимовны

Бакалаврская работа, разработанная Кириян Ю.В., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 144 листах пояснительной записки и 8 листах иллюстрационного материала. Достаточно подробно разработаны все части проекта. В бакалаврской работе разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также стандартам «РусГидро».

В объеме индивидуального задания были изучены особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Был проведен анализ изменений экономических факторов проекта, анализ рисков проекта, анализ изменений. Был рассмотрен прогноз тарифов на электроэнергию.

В проекте при выборе фирм производителей оборудования для проектируемой ГЭС сделан упор на отечественного производителя, что весьма актуально в современных условиях.

В работе также освещены мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы.

Следует отметить аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы Ю.В. Кириян проявила самостоятельность в выборе технических решений.

Недостатком данной работы является слабо проработанное индивидуальное задание, а именно рассмотрены не все аспекты данного вопроса.

Также студент отклонился от графика выполнения специального задания.

Бакалаврская работа «Проектирование Забайкальской ГЭС на реке Шилка. Особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности

(ОРЭМ)» заслуживает положительной оценки, а автор проекта Ю.В. Кирьян присвоения квалификации «инженер-гидроэнергетик».

Дата 18.06.17 ,


(подпись)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников


подпись

«19» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника


**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗАБАЙКАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА.
ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ГЭС НА ОПТОВОМ РЫНКЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ (ОРЭМ)**

Руководитель  19.06.17.
подпись, дата

Зам. главного инженера
по эксплуатации
Филиала ПАО
«РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

В.В. Луференко
инициалы, фамилия

Выпускник

 19.06.17.
подпись, дата

Ю.В. Кирьян
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Забайкальской ГЭС на реке Шилка. Особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ)».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зайт 8.06.17
подпись, дата

8.10. Загеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Алекс 14.06.17
подпись, дата

А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тим 17.06.17
подпись, дата

А.В. Пастухина
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Март 10.06.17
подпись, дата

В.В. Казакидова
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Зайт 13.06.17
подпись, дата

И.А. Лобачев
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

Алекс 17.06.17
подпись, дата

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Форт 06.06.17
подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Али 19.06.17
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Забайкальской ГЭС	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водноэнергетические расчеты	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов	14
2.1.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	15
2.1.3 Определение типа регулирования	17
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов	17
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	17
2.2.2 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС.....	20
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС	20
2.2.4 Построение баланса мощности системы	21
3 Основное и вспомогательное оборудование	23
3.1 Построение режимного поля.....	23
3.2 Выбор гидротурбины.....	25
3.2.1 Выбор системы и типа гидротурбины	25
3.2.2 Выбор отметки расположения рабочего колеса	29
3.3 Определение геометрических размеров проточной части.....	32
3.4 Заглубление водозабора на величину воронкообразования.....	32
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	33
3.6 Расчет вала на прочность	33
3.7 Выбор вспомогательного оборудования	34
3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала.....	34
4 Электрическая часть	35
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	35
4.2 Выбор типа блоков ГЭС	36
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками	36
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с «1Т-2Г»	38
4.2.3 Выбор синхронных генераторов	39

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	39
4.3 Выбор сечения воздушных проводов	39
4.4 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета ...	40
4.5 Выбор схемы РУ	42
4.6 Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов	43
4.7 Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников	45
4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей в цепи 13,8 кВ	46
4.7.2 Проверка трансформаторов тока в цепи 13,8 кВ	48
4.7.3 Проверка трансформаторов напряжения в цепи 13,8 кВ	48
4.7.4 Выбор ограничителей перенапряжения	49
4.8 Выбор параметров ОРУ 220 кВ	49
4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей 220 кВ	49
4.8.2 Проверка трансформаторов тока в цепи 220 кВ	50
4.8.3 Проверка трансформаторов напряжения в цепи 220 кВ	51
4.8.4 Выбор ограничителей перенапряжения	51
5 Релейная защита и автоматика	52
5.1 Технические данные защищаемого оборудования	52
5.2 Расчёт номинальных токов	52
5.3 Перечень защит основного оборудования	53
5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	54
5.5 Продольная дифференциальная защита генератора	55
5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	57
5.7 Защита от повышения напряжения	60
5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	61
5.9 Защита от симметричных перегрузок статора	64
5.10 Дистанционная защита генератора	66
5.11 Защита от перегрузки обмотки ротора	70
5.12 Таблица уставок	71
6 Компонировка и сооружения гидроузла	72
6.1 Определение отметки гребня глухой плотины	72
6.2 Гидравлический расчет плотины и НБ	74
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта	74
6.2.2 Определение отметки гребня водослива	76
6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	77
6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	79
6.2.5 Гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи	81
6.3 Конструирование плотины	83
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины	83
6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами	86
6.3.3 Быки	86
6.3.4 Галереи в теле плотины	86
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин	86

6.3.6 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	87
6.4 Фильтрационные расчеты	89
6.5 Определение основных нагрузок на плотину	89
6.5.1 Вес сооружения и затворов	89
6.5.2 Сила гидростатического давления воды.....	90
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления	91
6.5.4 Сила фильтрационного давления	91
6.5.5 Давление наносов.....	92
6.5.6 Волновое давление.....	92
6.6 Расчёт прочности плотины.....	93
6.6.1 Определение напряжений для основного расчетного случая	93
6.6.2 Критерии прочности плотины	95
6.6.3 Расчет устойчивости плотины на сдвиг.....	96
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	97
7.1 Требования по охране труда и техники безопасности	97
7.2 Пожарная безопасность	99
7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Забайкальского ГУ	101
7.3.1 Воздействия на природную среду в строительный период.....	101
7.3.2 Отходы, образующиеся при строительстве.....	102
7.3.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	103
7.3.4 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	104
7.3.5 Водоохранная зона.....	105
7.3.6 Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции	105
8 Техничко-экономические показатели	107
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	107
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	107
8.3 Налоговые расходы.....	109
8.4 Оценка суммы прибыли	110
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	111
8.5.1 Методология, исходные данные оценки инвестиционного проекта	111
8.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	112
8.5.3 Бюджетная эффективность	112
9 Особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности..	113
9.1 Экономическая характеристика региона	113
9.2 Анализ динамики производства и потребления электроэнергии энергосистемы Забайкальского края.....	114
9.3 Состав ОРЭМ.....	117
9.3.1 Порядок получения статуса субъекта оптового рынка	117
9.3.2 Рынок электроэнергии	118
9.3.3 Рынок мощности	118

9.3.4 Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка	119
9.4 Риски проекта строительства Забайкальской ГЭС	120
9.5 Анализ изменений проекта Забайкальской ГЭС	122
9.6 Анализ безубыточности проекта Забайкальской ГЭС	123
9.7 Прогнозирование цен на электроэнергию в ОЭС Сибири	124
9.8 Влияние ограничений перетока мощностей в контролируемых сечениях на изменение цены РСВ в ОЭС Сибири	125
9.9 Выводы	126
Заключение	128
Список используемых источников	130
Приложения А – Г	133

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЗАБАЙКАЛЬСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Шилка;
2. Местонахождение ГЭС Забайкальский край;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний529 м³/с;
 - б) всех турбин1110 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%9270 м³/с;
0,01%11661 м³/с;
 - г) минимальный150 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока многолетний;
 - б) отметка: НПУ395,00 м;
ФПУ396,00 м;
УМО384,15 м
 - в) объемы:
полный 11,91 км³;
полезный 7,75 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный43,00 м;
 - б) расчетный32,50 м;
 - в) минимальный27,10 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 402 МВт;
гарантированная 194 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1410 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 125,82 м / 51,00 м;
 - б) правобережная глухая 50,98 м / 51,00 м;
 - в) станционная 156,80 м / 51,00 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную 22,40 м / 51,00 м;
 - д) водосливная 184,00 м / 51,00 м;
8. Водосбросные сооружения
 - а) типповерхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов8 отверстий 10×20;
 - в) общая длина 184,00 м;
 - г) максимальная высота51,00 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип зданияприплотинное;
 - б) число агрегатов 6;
 - б) грунты в основании песчаник трещиноватый;
 - в) тип спиральной камерыбетонная трапециевидная;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов.....22,40 м;

10.Основное оборудование:

а) тип турбины ПЛ50-В-560;

б) тип генератора..... СВ-850/190-48;

в) мощность генератора..... 72,5 МВт;

г) частота вращения 125 об/мин;

д) тип трансформаторовТДЦ-80000/220;

11.Технико-экономические показатели:

а) удельные капиталовложения105849,1 руб./кВт;

б) себестоимость энергии..... 15 коп/кВт·ч;

в) срок окупаемости 81 месяц.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – это одна из составляющих электроэнергетики России. Эта отрасль предоставляет системные услуги (частоту, мощность) и является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90 % резерва регулировочной мощности. Преимуществом ГЭС над другими станциями является маневренность и способность быстро и существенно увеличивать объем выработки электроэнергии для покрытия пиковых нагрузок. У России большой гидроэнергетический потенциал, что подразумевает значительные возможности развития отечественной гидроэнергетики.

Цель дипломного проекта – на основе теоретических знаний, полученных в ходе обучения, а также путем креативных решений проработать основные этапы проектирования гидроэлектростанции.

Возведение Забайкальской ГЭС является уникальной в своем роде деятельностью, цель которой – выработка уникального товара – электрической энергии и мощности, и последующая реализация его на ОРЭМ. Необходимость строительства Забайкальской ГЭС обоснована развивающейся промышленностью Забайкальского Края. Этот регион занимает лидирующие позиции в стране по запасам урана, меди, тантала и золота. На данный момент разрабатывается лишь малая часть природных богатств территории, но проводится большая работа по привлечению инвесторов для освоения недр и развития инфраструктуры. В ближайшем будущем планируется реализация следующих проектов: Быстринский ГОК, Бугдаинский ГОК, Удоканский ГОК.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Забайкальский гидроузел расположен в Забайкальском крае на реке Шилка в 40 км южнее г. Могоча. Шилка – река, протекающая в низкогорьях Центрального и Восточного Забайкалья, между хребтами Борщовочным (на юге) и Шилкинским (на севере). Берет начало от слияния рек Онон и Ингода. Длина реки 560 км. Площадь бассейна – 206000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат в районе проектируемого гидроузла резко-континентальный. Зимой над бассейном р. Шилки формируется сибирский антициклон, отмечаются безветрие, низкие температуры воздуха (до -30° С и ниже), снежный покров незначителен средняя температура января составляет -19,7 °С. Весна холодная, сухая, ветреная. Летом резко усиливается циклоническая деятельность, сопровождающаяся выпадением осадков, которые обусловлены выходом южных циклонов. При выпадении интенсивных осадков отмечается формирование высоких дождевых паводков [1]. Средняя температура июля составляет +20,7 °С.

Среднегодовая норма осадков – 450 мм. 60-70% их годовой суммы приходится на теплое время года, преимущественно на июль и август.

Преобладают ветры западного и юго-западного направлений. Максимальная скорость ветра 22 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Почти по всей своей длине Шилка имеет горный характер течения и проходит в долине между отрогами гор. Дно покрыто валунами и галькой.

Питание реки преимущественно дождевое. Основное питание река получает от летних дождей; в теплый период года проходит 95-98% от годового стока, зимой 2 – 5%.

Для Шилки характерны невысокое весеннее половодье и летние паводки с расходами воды, превышающими расходы воды в половодье. В летне-осенний период проходит от 3 до 5 значительных паводков, причем наиболее высокие уровни наблюдаются в июле и августе. Летние паводки обычно на 2 – 3 м превышают предпаводочный уровень, а при высоких подъемах воды - на 6 – 9 м.

Наибольший расход воды 6800 м³/с. Наименьший расход проходит в период зимней межени – 2 м³/с.

Гидрологический ряд наблюдений за рекой Шилка за период 1930 – 1979 гг. приведен в приложении А, таблица А.1.

Среднегодовой сток:

$$\overline{W}_{\text{многолетний}} = \overline{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = \frac{529 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 17 \text{ км}^3. \quad (1.1)$$

где $\overline{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднегодовой расход из приложения А, таблица А.1,
 t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$W, \text{км}^3$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
350,00	0,00	350,00	0,00	350,00	0,00
360,57	1,00	352,15	820,00	352,15	1000,00
368,75	2,00	354,07	1640,00	354,07	2000,00
374,89	3,00	355,65	2460,00	355,65	3000,00
379,42	4,00	356,94	3280,00	356,94	4000,00
382,77	5,00	358,04	4100,00	358,04	5000,00
385,32	6,00	359,05	4920,00	359,05	6000,00
387,36	7,00	360,03	5740,00	360,03	7000,00
389,13	8,00	360,96	6560,00	360,96	8000,00
390,77	9,00	361,81	7380,00	361,81	9000,00
392,32	10,00	362,00	7601,00	362,00	9270,00
393,78	11,00	362,19	7790,00	362,19	9500,00
395,11	12,00	362,59	8200,00	362,59	10000,00
396,24	13,00	363,00	8610,00	363,00	10500,00
397,14	14,00	363,38	9020,00	363,38	11000,00
397,86	15,00	363,85	9430,00	363,85	11500,00
398,58	16,00	364,00	9562,00	364,00	11661,00
399,70	17,00	-	-	-	-

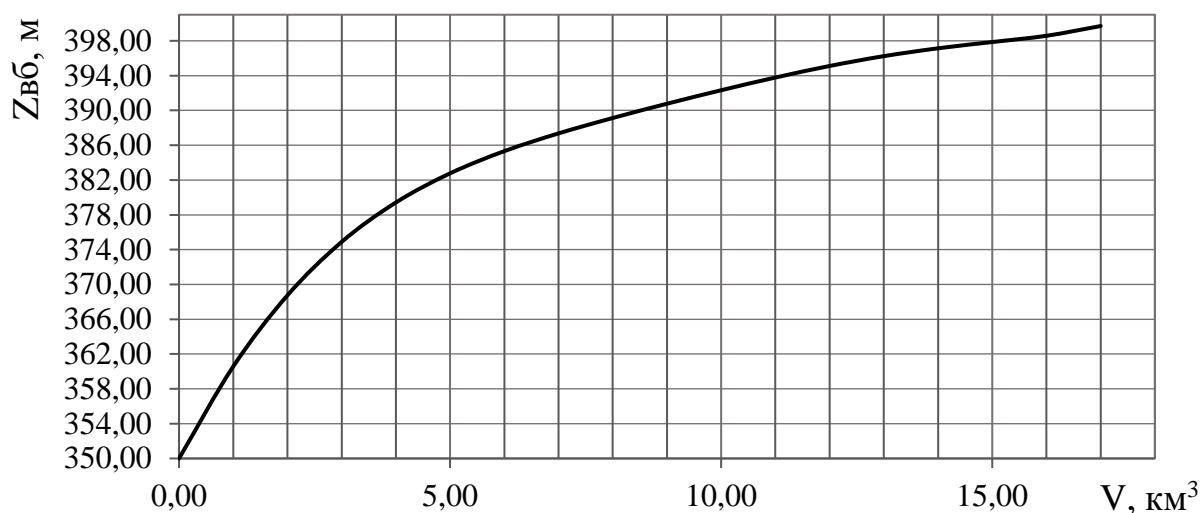


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

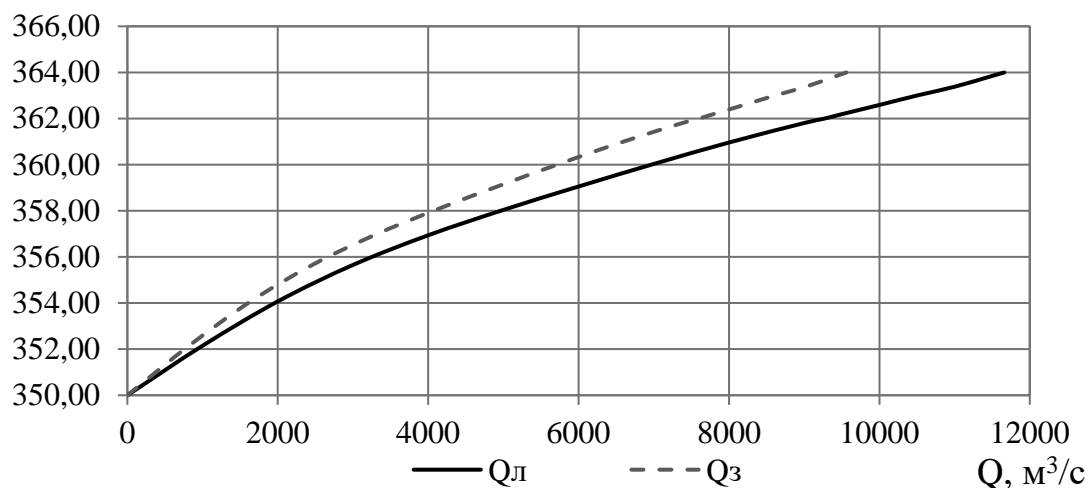


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери расхода представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери расхода

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	150	150	150	300	300	300	300	300	300	300	150	150
$Q_{ф}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{ис}, \text{м}^3/\text{с}$					2	2	4	2	2	2		
$Q_{лд}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	0	-3	-3						1	1
$Q_{потери}$	3	3	1	-2	0	3	5	3	3	3	2	2

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,45$ м.
НПУ Забайкальской ГЭС 395 м.

1.1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает песчаник. Ширина по створу: 540 м.
Отметка дна: 350 м.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СП [3] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Забайкальской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% в течение 50 лет указанных на картах значений сейсмической интенсивности равна 8 баллам шкалы MSK–64.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Проектируемая Забайкальская ГЭС относится к ОЭС Сибири, РДУ Забайкальское. В Забайкалье существует только угольная генерация.

Забайкальское РДУ покрывает нагрузку следующих предприятий: ОАО "Читинский станкостроительный завод", ОАО "Машзавод", ПАО "Приаргунское производственное горно-химическое объединение", ОАО "Забайкальский ГОК", ОАО "Нерчинский полиметаллический комбинат". Также в будущем планируется строительство горно-обогатительных комбинатов и их запуск, поэтому электроэнергия в этом районе будет востребована.

Годовая выработка Забайкальского РДУ: 7,22 млрд кВт·ч

Годовой максимум нагрузки: 1283 МВт.

Коэффициент мощности: $K_N = 8,5$.

Расчет суточных графиков нагрузки для Забайкальского РДУ приведен в приложении А, таблица А.2.

Расчет координат кривой нагрузки для летнего и зимнего периода приведен в приложении А, таблица А.3.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналога в ходе проектирования была выбрана Богучанская ГЭС.

2 Водноэнергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов

Ранжируем максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) в порядке убывания. Для составления таблицы Б.1 приложения Б определяем модульный коэффициент:

$$K = \frac{Q_n}{Q_{cp}}, \quad (2.1)$$

где Q_n – n -ый член ряда максимальных годовых расходов;

Q_{cp} – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{14,98}{50}} = 0,55. \quad (2.2)$$

Коэффициент асимметрии:

$$C_s = \frac{\sum (K-1)^3}{n \cdot C_v^3} = \frac{11,61}{50 \cdot 0,55^3} = 1,41. \quad (2.3)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot C_v^2}}{\sqrt{2 \cdot (n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,55^2}}{\sqrt{2 \cdot (50-1)}} \cdot 100\% = 13,95 \%. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии:

$$\begin{aligned} \delta_{cs} &= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot C_v^2+5 \cdot C_v^4}}{C_s} \cdot 100\% = \\ &= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,55^2+5 \cdot 0,55^4}}{1,41} \cdot 100\% = 44,44 \%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Для определения обеспеченности поверочного и основного максимальных расходов необходимо назначить класс гидротехнического сооружения.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований [4, прил.Б, табл. Б.1], присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [4, прил.Б, табл. Б.2]. По объёму водохранилища (11,91 км³), присвоен: I. По мощности (402 МВт) – II.

В конечном счёте присваивается наивысший класс всему сооружению – принимаем I класс сооружения.

Зная величины параметров $Q_{cp} = 2441 \text{ м}^3/\text{с}$, $C_v = 0,55$, $C_s = 1,41$, вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов производят по таблице С.И. Рыбкина – П.А. Алексеева.

Значение P (%) для каждого расхода:

$$P_i = \frac{m - 0,3}{n + 0,4} \cdot 100\%. \quad (2.6)$$

Для расчета таблицы 2.1 используем следующие формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.7)$$

$$\kappa_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot \kappa_s. \quad (2.9)$$

Таблица 2.1 – Результаты расчетов максимальных расходов

$P, \%$	Φ	M_s	κ_s	$Q_s, \text{м}^3/\text{с}$	Случай
0,01	6,85	3,77	4,77	11661	поверочный
0,1	5,07	2,79	3,79	9270	основной

2.1.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Исходный гидрологический ряд (приложение А, таблица А.1) делится на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, межень и половодье. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания, вычисляем вероятность по (2.6) (приложение Б, таблица Б.2).

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год, поэтому примем год, который находится в непосредственной близости от $P_{90\%}$ – 1973. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_m = \frac{Q_{m1930}}{Q_{m1973}} = \frac{42}{39} = 1,13. \quad (2.10)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1941}}{Q_{n1973}} = \frac{756}{808} = 0,99. \quad (2.11)$$

Результаты расчета приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётный маловодный год

1973	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее
Q м³/с	20	6	10	139	621	908	1109	777	626	44	45	12	360
Q пр., м³/с	23	7	11	157	620	899	1098	769	620	50	51	14	360

Для заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности также отсутствует конкретный год. Определяем ближайший год от расчетной обеспеченности: 1954 г (приложение Б, таблица Б.2). Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_m = \frac{Q_{m1941}}{Q_{m1954}} = \frac{75}{80} = 0,91. \quad (2.12)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1969}}{Q_{n1954}} = \frac{1090}{1051} = 1,01. \quad (2.13)$$

Результаты расчета приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчётный средневодный год

1954	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.
Q м³/с	24	16	16	139	715	510	1530	1550	950	273	60	33	485
Q пр., м³/с	22	15	15	126	722	515	1545	1566	960	248	55	30	485
Q50-Q90	-1	8	3	-31	102	-384	447	796	340	199	4	16	-
Q50кор., м³/с	24	13	15	161	722	905	1350	1371	960	213	55	30	485

Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.1.

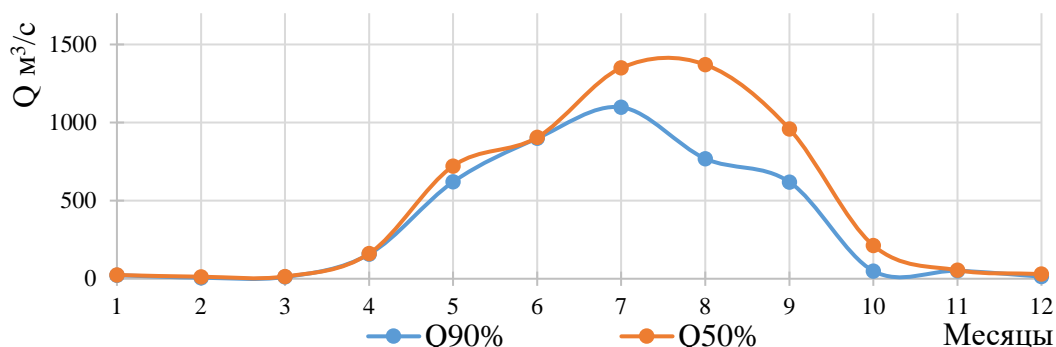


Рисунок 2.1 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.3 Определение типа регулирования

Чтобы вычислить полезный объем водохранилища необходимо знать приблизительную отметку УМО водохранилища. Принимаем, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на 1/3.

$$\nabla \text{ УМО} = 395 - (395 - 350) / 3 = 380 \text{ м.}$$

По кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1) находятся объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО: $V_{\nabla \text{ НПУ}} = 11,91 \text{ км}^3$, $V_{\nabla \text{ УМО}} = 4,16 \text{ км}^3$.

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\nabla \text{ НПУ}} - V_{\nabla \text{ УМО}} = 11,91 - 4,16 = 7,75 \text{ км}^3. \quad (2.14)$$

Для определения типа регулирования водохранилища рассчитывается коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{7,75}{17} = 0,45 \quad (2.15)$$

Принимаем многолетний тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Используя данные таблицы 1.2, рассчитаем 2 режима работы ГЭС: работа по водотоку и работа по ВХК.

Значение мощности на полезном бытовом стоке:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.16)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,5$;

H – подведенный напор, м;

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход, $\text{м}^3/\text{с}$.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.17)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ, м;

$Z_{НБ}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, м.

Значение мощности с учётом требований ВХК:

$$N_{ГЭС ВХК} = \kappa_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H, \quad (2.18)$$

где $Q_{ВХК}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Результаты расчета приведены в таблице 2.4, 2.5.

Таблица 2.4 – Режим работы по водотоку

Месяц	$Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{потер.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{быт.пол.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{ВБ}, \text{ м}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$
1	23	3	20	395,00	350,10	44,45	7
2	7	3	4	395,00	350,03	44,52	1
3	11	1	10	395,00	350,06	44,49	1
4	157	-2	159	395,00	350,64	43,91	59
5	620	0	620	395,00	351,35	43,20	228
6	899	3	896	395,00	351,93	42,62	324
7	1098	5	1093	395,00	352,34	42,21	392
8	769	3	766	395,00	351,66	42,89	279
9	620	3	616	395,00	351,34	43,21	226
10	50	3	46	395,00	350,11	44,44	18
11	51	2	49	395,00	350,21	44,34	18
12	14	2	12	395,00	350,06	44,49	4
							$N_{\Sigma} = 1559$

Таблица 2.5 – Режим работы по ВХК

Месяц	$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{ВБ}, \text{ м}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{ВХК}, \text{ МВт}$	$\Delta, \text{ МВт}$
1	150	395,00	351,25	43,75	57	-49
2	150	395,00	351,25	43,75	57	-55
3	150	395,00	351,25	43,75	57	-56
4	300	395,00	351,40	43,60	113	-54
5	300	395,00	351,40	43,60	113	115
6	300	395,00	351,40	43,60	113	211
7	300	395,00	351,40	43,60	113	279
8	300	395,00	351,40	43,60	113	166
9	300	395,00	351,40	43,60	113	113
10	300	395,00	351,40	43,60	114	-96
11	150	395,00	351,25	43,75	57	-38
12	150	395,00	351,25	43,75	57	-52
-	-	-	-	-	$N_{\Sigma} = 1075$	$\Delta_{\Sigma} = 484$

Таблица 2.5 показывает, что сработка водохранилища начинается с 10 месяца. Также из нее получаем избыток гарантированной мощности $\Delta_{\Sigma} = 484$ МВт. Этот избыток укажет положение линии гарантированной мощности на графике баланса энергии.

Для дальнейших расчетов потребуются графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы (таблица 2.6). Для их построения рассчитаем коэффициенты a и b :

$$a = \frac{\overline{P_3} + \overline{P_{\text{л}}}}{2}; b = \frac{\overline{P_3} - \overline{P_{\text{л}}}}{2}. \quad (2.19)$$

Таблица 2.6 – Расчет годового графика максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$P_{\text{макс}}$, МВт	$P_{\text{средн}}$, МВт
1	1283	1059
2	1211	1002
3	1086	903
4	942	789
5	817	690
6	745	632
7	745	632
8	817	690
9	942	789
10	1086	903
11	1211	1002
12	1283	1059

На полученном графике средних нагрузок откладываются мощности $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{вхк}}$ и определяется положение линии гарантированной мощности путем распределения избытка гарантированной мощности $\Delta_{\Sigma} = 484$ МВт между месяцами (рисунок 2.2). Это положение находится на отметке 845 МВт. Из рисунка 2.2 находятся гарантированные мощности в декабре, январе: $N_{\text{гар}} = 214$ МВт, ноябре, феврале: $N_{\text{гар}} = 157$ МВт.

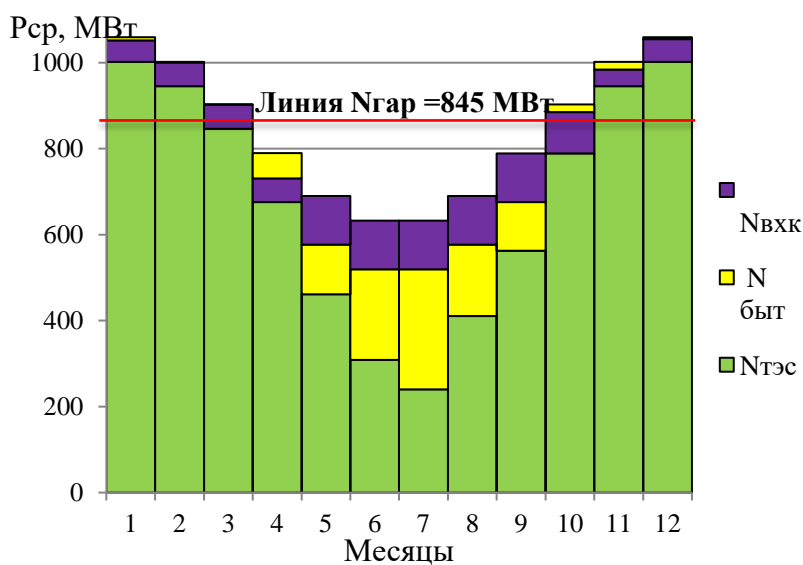


Рисунок 2.2 – Баланс энергии

2.2.2 Водноэнергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водноэнергетических расчетов заключается в том, чтобы по известным расчетным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям ВХК и годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища, среднемноголетнюю выработку. Также на основе данного расчета происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

Начинаем расчет с момента, когда водохранилище наполнено, т.е. с $V_{НПУ} = 395$ м. Контролем в данном расчете является равенство начальной и конечной отметки уровня верхнего бьефа, а также равенство $\Sigma Q_{вдхр.} = 0$.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот способ, в котором среднемноголетняя выработка электроэнергии оказалась больше. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении Б, таблица Б.3, Б.4, Б.5.

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям составила 1,41 млрд. кВт·ч, а при сработке по отметкам – 1,40 млрд. кВт·ч, поэтому сработка будет осуществляться по первому способу.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.3.

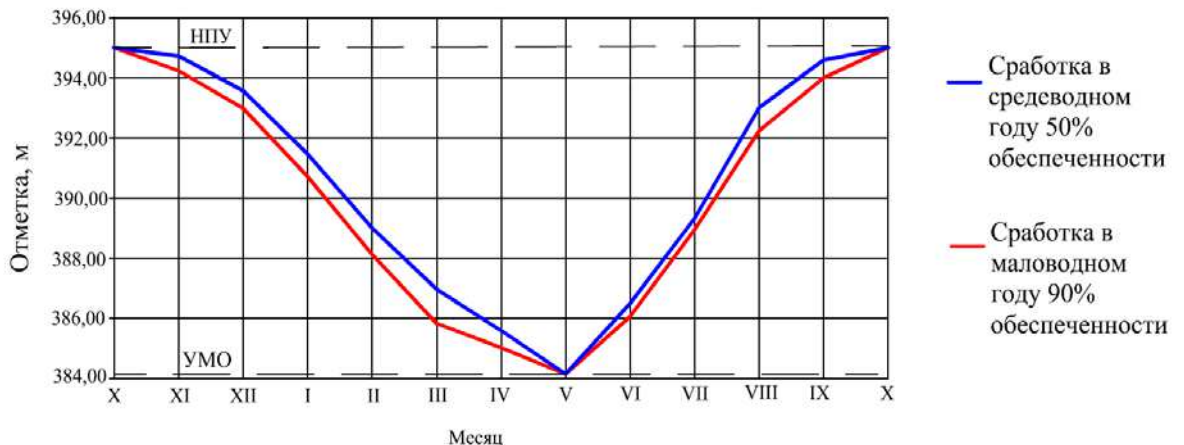


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Установленная мощность ГЭС определяется, как:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{резерв} \quad (2.20)$$

где $N_{\text{раб}}$ – рабочая мощность определяется с помощью ИКН;
 $N_{\text{резерв}}$ – нагрузочный резерв.

$$N_{\text{нагр.рез}}^{\text{ГЭС}} = 2\% \cdot N_{\text{макс}}^{\text{сист}} = 0,02 \cdot 1292 = 26 \text{ МВт.} \quad (2.21)$$

Чтобы выбрать рабочую мощность ГЭС при известной гарантированной мощности, необходимо воспользоваться таким инструментом, как ИКН (плакат «Использование водной энергии»). С ВЭРа получаем гарантированную мощность в декабре: $N_{\text{гар}} = 194 \text{ МВт}$, тогда суточная выработка:

$$\mathcal{E}_{\text{СУТ}} = 194 \cdot 24 = 4656 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Мощность ВХК, найденная из расчета режима «работа по ВХК»: $N_{\text{ВХК}} = 57 \text{ МВт}$, тогда выработка (при работе ГЭС в базовой части):

$$\mathcal{E}_{\text{СУТ}} = 57 \cdot 24 = 1368 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Выработка при работе ГЭС в пиковой части:

$$\Delta \mathcal{E} = 4656 - 1368 = 3288 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда рабочая мощность найдется, как:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{ВХК}} + N_{\text{РАБИ}} = 57 + 319 = 376 \text{ МВт.} \quad (2.22)$$

при $N_{\text{гар}} = 194 \text{ МВт}$. примем условие, что рабочая мощность не должна превышать гарантированную более, чем в 2 раза.

Установленная мощность Забайкальской ГЭС:

$$N_{\text{уст}} = 376 + 26 = 402 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Построение баланса мощности системы

Баланс мощности строится на основе графика максимальных нагрузок (таблица 2.6). Он отображает резервы, находящиеся в энергосистеме.

Нагрузочный резерв системы определяется как:

$$N_{\text{нагр}}^{\text{сист}} = N_{\text{суммар}(i=12)}^{\text{сист}} \cdot 2\% = 12168 \cdot 0,02 = 243 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

Он распределяется на ТЭС и на ГЭС:

$$N_{\text{нагр}(1)}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}(1)}^{\text{ГЭС}} \cdot 2\% = 194 \cdot 0,02 = 4 \text{ МВт.} \quad (2.24)$$

Суммарный нагрузочный резерв ГЭС: $N_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}} = 26 \text{ МВт.}$

Суммарный нагрузочный резерв ТЭС: $N_{\text{нагр}}^{\text{ТЭС}} = 243 - 26 = 217 \text{ МВт.}$

Аварийный резерв приходится только на ТЭС.

$$N_{\text{авар.}}^{\text{сист}} = N_{\text{суммар}}^{\text{ТЭС}} \cdot 8\% = 10772 \cdot 0,08 = 862 \text{ МВт.} \quad (2.25)$$

Ремонтная мощность приходится на ремонт оборудования на тепловых и гидроэлектростанциях.

Ремонтная мощность ГЭС:

$$N_{\text{рем, ГЭС}} = \frac{1}{4} \cdot N_{\text{уст}} = 0,25 \cdot 402 = 101 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$

Ремонтная мощность ТЭС:

$$N_{\text{рем, ТЭС}} = \frac{1}{4} \cdot N_{\text{уст, ТЭС}} + \frac{N_{\text{уст, ТЭС}}}{2} = \frac{1}{4} \cdot 1197 + \frac{1197}{2} = 898 \text{ МВт.} \quad (2.27)$$

Площадь провала в графике нагрузки: $F = 3547 \text{ МВт.}$

Ремонтную мощность ГЭС размещаем в октябре, так как в этом месяце не ожидается прихода большой воды. Ремонтную мощность ТЭС размещаем в апреле, мае, июне, июле, августе, сентябре.

Поскольку свободной мощности больше, чем необходимо для проведения ремонтов, установка дополнительной ремонтной мощности не требуется. Баланс мощности для энергосистемы Забайкальского края представлен на рисунке 2.4.

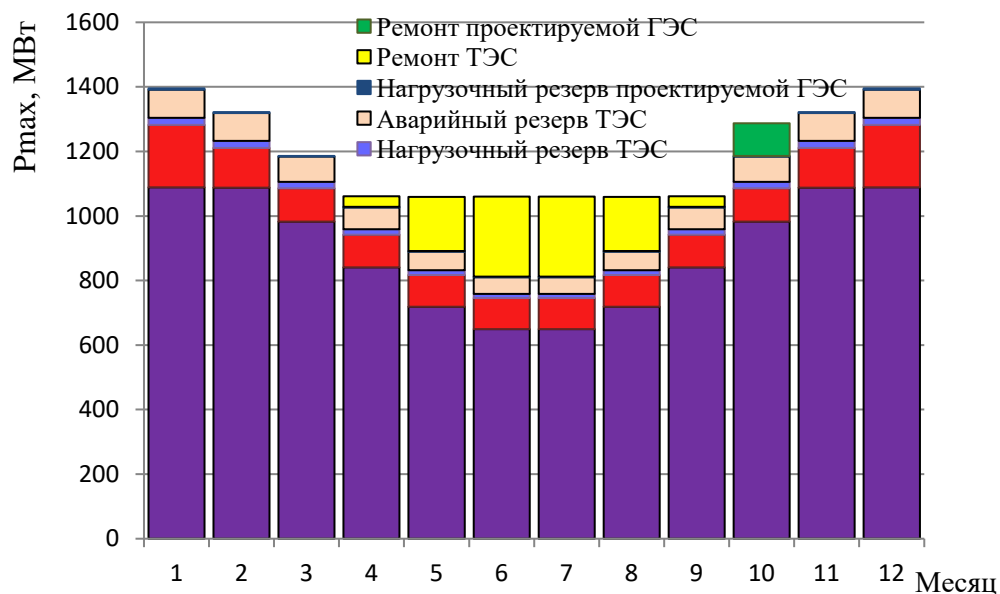


Рисунок 2.4 – Баланс мощности энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Построение режимного поля производится для возможности определения области допустимого режима работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, при отметке НПУ (395,00 м), нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (384,15 м).

Построение характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h \quad (3.1)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$Z_{ВБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям водохозяйственного комплекса ($Q_{\min} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$).

Ограничение по расчетной установленной мощности определяется уравнением:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где k_N – коэффициент мощности ($k_N = 8,5$);

$N_{уст}$ – установленная мощность Забайкальской ГЭС ($N_{уст} = 402 \text{ МВт}$).

Ограничение по пропускной способности ГЭС определяется уравнением:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ – максимальный расход через ГЭС, определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный напор, определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Из режимного поля определяем максимальный, минимальный и расчетный напоры: $H_{\max} = 43,00 \text{ м}$, $H_{\text{расч}} = 32,50 \text{ м}$, $H_{\min} = 27,10 \text{ м}$.

Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой станции

$Q_{НБ}$, $м^3/с$	$Z_{НБ}$, м	ΔH_{max}	H_{max}	H_{min}	H_{cp}	Ограничение по мощности		Ограничение по турбине	
						$H_{ГЭС}$, м	$Q_{ГЭС}$, $м^3/с$	$H_{ГЭС}$, м	$Q_{ГЭС}$, $м^3/с$
5200	366,20	16,20	28,35	17,95	23,80	37,80	1251	32,50	1455
4800	365,47	15,47	29,08	18,68	24,53	37,00	1278	32,50	1455
4590	365,05	15,05	29,50	19,10	24,95	36,00	1314	32,00	1444
4400	364,67	14,67	29,88	19,48	25,33	35,50	1332	31,00	1421
3600	362,90	12,90	31,65	21,25	27,10	35,50	1332	30,00	1398
2830	361,06	11,06	33,49	23,09	28,94	35,50	1332	29,00	1375
2800	360,99	10,99	33,56	23,16	29,01	35,50	1332	28,60	1365
2450	360,12	10,12	34,43	24,03	29,88	35,50	1332	28,60	1365
2000	358,98	8,98	35,57	25,17	31,02	35,50	1332	27,10	1329
1200	356,65	6,65	37,90	27,50	33,35	35,50	1332	-	-
819	355,21	5,21	39,34	28,94	34,79	35,50	1332	-	-
400	353,16	3,16	41,39	30,99	36,84	35,50	1332	-	-
182	351,80	1,80	42,75	32,35	38,20	35,50	1332	-	-
0	350,00	0,00	44,55	34,15	40,00	32,50	1455	-	-

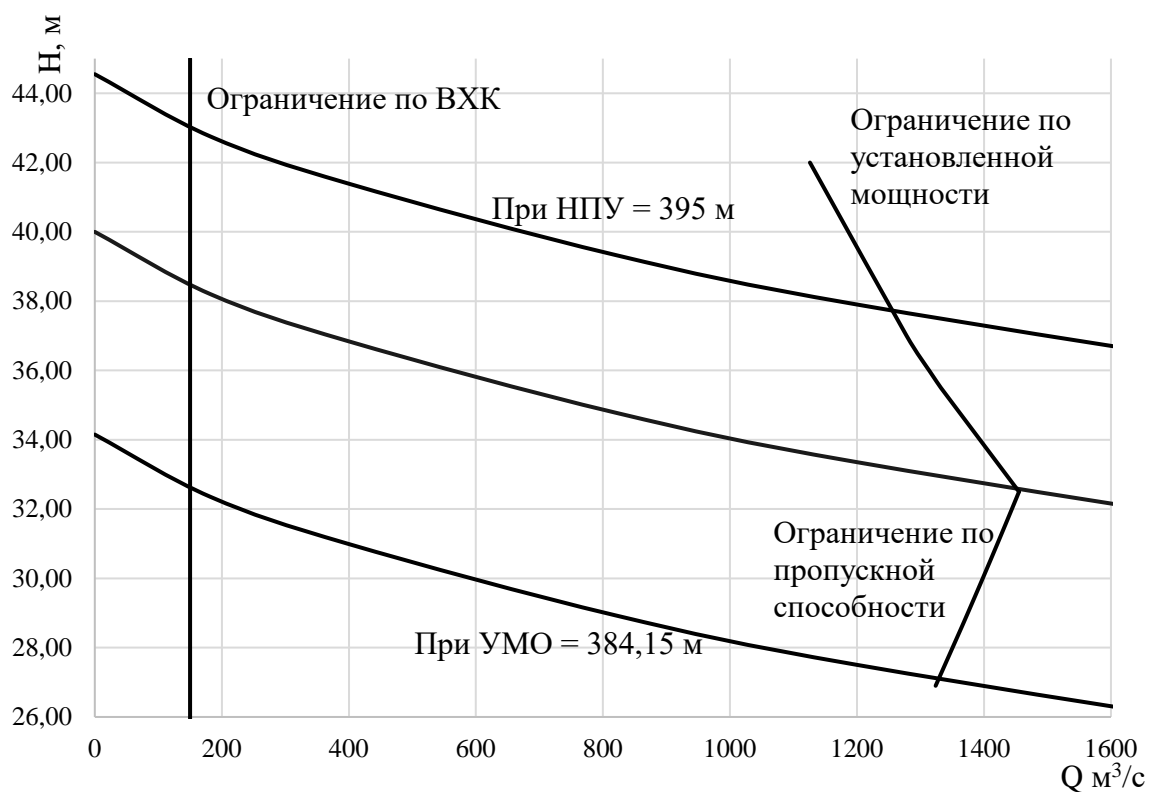


Рисунок 3.1 – Режимное поле Забайкальской ГЭС

3.2 Выбор гидротурбины

Необходимо выбрать систему и тип турбины, номинальный диаметр рабочего колеса D_1 и частоту вращения n таким образом, чтобы при наименьших размерах турбины и генератора и при возможно больших значениях КПД обеспечить получение заданной номинальной мощности.

3.2.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Для исходного диапазона напора по [5] выбираются все возможные типы турбин, удовлетворяющие следующим условиям:

- значение H_{\max} должно быть близко к предельному напору $H_{\text{пред}}$ выбранного типа, но не превышать его, т.е.: $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$.

- отношения для РО: $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{27,10}{45,00} = 0,60$ и ПЛ, ПЛД: $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{27,10}{50,00} = 0,54$

должны быть не меньше данных отношений для выбранной системы турбин (таблица 3.2).

- необходимо учитывать ограничение по условиям транспортировки рабочего колеса к месту монтажа.

Для данного напора $H_{\max} = 43$ м выбраны следующие реактивные гидротурбины:

- радиально-осевая РО45-В;
- осевая поворотнo-лопастная ПЛ50-В;
- диагональная поворотнo-лопастная ПЛД50-В60°.

Параметры моделей данных гидротурбин занесены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры моделей гидротурбин

Марка	РО45-В	ПЛ50-В	ПЛД50-В60°
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	45	50	50
H_{\min}/H_{\max}	0,60	0,50	0,50
$n_{\text{опт}}, \text{ об/м}$	82,5	116	113
$Q_{I\text{р}}, \text{ л/с}$	1440	1530	1710
$\eta_{\text{мр}}$	0,875	0,877	0,862
$Q_{I\text{max}}, \text{ л/с}$	1400	1500	1500
$\sigma(Q_{I\text{max}})$	0.21	0.56	0.52
$D_{1\text{мод}}, \text{ м}$	0,460	0,460	0,350
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	12	5
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	8	21	16

После определения типа турбины, предварительно намечается расчетная точка Р1 и в ней определяются значения КПД и приведенного расхода.

Для выбора параметров гидротурбины выполнены расчеты для ряда стандартных диаметров рабочего колеса D_1 по следующим далее формулам.

Значение КПД натурной турбины:

$$\eta_n = 1 - (1 - \eta_{mp}) \cdot \left(0.25 + 0.75 \left(\frac{Re_m}{Re_n} \right)^{0.2} \right), \quad (3.4)$$

где индекс «н» относится к натуральной величине, а индекс «м» к модельной турбине;

Re – число Рейнольдса, причем:

$$\left(\frac{Re_m}{Re_n} \right)^{0.2} = \left(\frac{\nu_m}{\nu_n} \right)^{0.2} \cdot \left(\frac{D_{1m}}{D_{1n}} \right)^{0.2} \cdot \left(\frac{H_m}{H_n} \right)^{0.1}, \quad (3.5)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости воды, зависящей от её температуры [5];

D_{1m} – номинальный диаметр модели (таблица 3.2);

H_m – напор, при котором проводились испытания модели (таблица 3.2).

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{lp} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{\frac{3}{2}} \cdot \eta_m \cdot \eta_e^{cp}, \quad (3.6)$$

где Q'_{lp} – приведенный расход в расчетной токе;

η_m – КПД натурной турбины, вычисляемый в расчетной точке по (3.4);

η_e^{cp} – средний КПД генератора, $\eta_e^{cp} = 0,97$.

Число устанавливаемых агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a}. \quad (3.7)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность станции.

Как правило, рассчитанное число агрегатов получается дробным числом, поэтому оно округляется в большую сторону и должно быть кратно двум или трем. Далее уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{Z_a}. \quad (3.8)$$

Синхронная частота вращения турбины:

$$n^* = \frac{n'_{lp} (\Delta_p \cdot H_p)^{0.5}}{D_1}, \quad (3.9)$$

где n'_{lp} – приведенная частота вращения в расчетной точке ГУХ;

Δ_p - поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре:

$$\Delta_p = \frac{\eta_m}{\eta_{mod}}. \quad (3.10)$$

Полученное по (3.9) значение округляется до ближайшего синхронного значения частоты вращения $n_{синхр}$ [5].

Для определения зоны работы на главной универсальной характеристике производится расчет приведенных частот вращения для известных значений напоров при H_{max} , $H_{расч}$, H_{min} :

$$n'_{I\ p} = \frac{n_{синх} \cdot D_1}{(\Delta_p \cdot H_p)^{0.5}} \quad (3.11)$$

$$n'_{I\ max} = \frac{n_{синх} \cdot D_1}{(m \cdot H_{min})^{0.5}} \quad (3.12)$$

$$n'_{I\ min} = \frac{n_{синх} \cdot D_1}{(m \cdot H_{max})^{0.5}} \quad (3.13)$$

На главной универсальной характеристике наносятся линии рассчитанных частот. Чтобы окончательно определить положение расчетной точки с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата, подбирается такое сочетание Q'_I и η_m , при котором выполняется следующее равенство:

$$(Q'_I \cdot \eta_m) = \frac{N}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot (H_p)^{1.5} \cdot \eta_G^{cp}} \quad (3.14)$$

Для построения ограничения по установленной мощности агрегата вычисляется равенство (3.14) относительно H_{max} . Ограничение по минимальному расходу с режимного поля пересчитывается в координаты ГУХ для двух значений H_{max} и H_{min} .

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot (m \cdot H)^{0.5}} \quad (3.15)$$

где Z_a – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск;

Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Результаты расчетов представлены в таблицах 3.3 – 3.5.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины PO45-B

Параметры	PO45-B				
$D_{1,м}$	4,00	4,50	5,00	5,30	6,00
$\rho_{нат}$	0,920	0,921	0,922	0,923	0,924
N^* , кВт	37371	47356	58528	65800	84432
z^* , шт	10,8	8,5	6,9	6,1	4,8
$z_{уточн}$, шт	12	10	8	8	6
N , кВт	33500	40200	50250	50250	67000
$\Delta 1$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
$nc1'$	120,57	107,24	96,56	91,13	80,54
$nc1$	125,00	115,4	100	93,8	83,3
n'_{min}	74,40	77,2	74,3	73,8	74,2
n'_p	85,50	88,8	85,4	84,9	85,3
n'_{max}	93,70	97,2	93,6	93,0	93,4
$Q'1 \times \rho_m$ (расч.)	1,19	1,13	1,14	1,01	1,06
$Q'1в рас.г$	1,32	1,25	1,24	1,13	1,17
$\rho_{мрас}$	0,909	0,911	0,92	0,90	0,908
$Q'1 \times \rho_m$ (макс.)	0,78	0,74	0,75	0,67	0,69
$Q'1в макс$	0,90	0,87	0,88	0,80	0,82
$\rho_{mмакс}$	0,869	0,856	0,861	0,839	0,841
$Q1'_{max}$	0,937	0,740	0,599	1,060	0,830
$Q1'_{min}$	0,744	0,587	0,475	0,846	0,660

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ50-B

Параметры	ПЛ50-B				
$D_{1,м}$	4,00	4,50	5,30	5,60	6,00
$\rho_{нат}$	0,912	0,913	0,915	0,916	0,916
N^* , кВт	39362	49890	69342	77465	88998
z^* , шт	9,8	8,0	5,8	5,2	4,5
$z_{уточн}$, шт	10	8	6	6	6
N , кВт	40200	50250	67000	67000	67000
$\Delta 1$	1,04	1,041	1,043	1,044	1,045
$nc1'$	168,6	150,0	127,5	120,7	112,7
$nc1$	187,5	150,0	136,4	125	115,4
n'_{min}	112,2	100,9	107,9	104,5	103,3
n'_p	129,0	116,0	124,1	120,2	118,8
n'_{max}	141,3	127,1	135,9	131,6	130,1
$Q'1 \times \rho_m$ (расч.)	1,43	1,41	1,35	1,21	1,06
$Q'1в рас.г$	1,64	1,61	1,52	1,33	1,16
$\rho_{мрас}$	0,873	0,877	0,888	0,905	0,913
$Q'1 \times \rho_m$ (макс.)	0,94	0,92	0,89	0,80	0,69
$Q'1в макс$	1,03	1,02	0,98	0,88	0,76
$\rho_{mмакс}$	0,914	0,91	0,913	0,911	0,907
$Q1'_{max}$	0,942	0,744	1,070	0,959	0,835
$Q1'_{min}$	0,748	0,590	0,850	0,761	0,663

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД50-B60⁰

Параметры	ПЛД50-B60 ⁰				
$D_{1,м}$	4,50	5,00	5,30	6,30	7,10
$\rho_{нат}$	0,912	0,913	0,914	0,916	0,917
N^* , кВт	55701	68850	77411	109588	139365

Продолжение таблицы 3.5

Параметры	ПЛД50-В60 ⁰				
z^* , ШТ	7,2	5,8	5,2	3,7	2,9
$z_{\text{уточн}}$, ШТ	8	6	6	4	3
N, кВт	50250	67000	67000	100500	134000
$\Delta 1$	1,058	1,060	1,060	1,062	1,064
$nc1'$	147,3	132,6	125,2	105,4	93,6
$nc1$	150	136,4	136,4	107,1	93,8
$D_{1,M}$	4,50	5,00	5,30	6,30	7,10
n'_{\min}	100,1	101,0	107,1	99,8	98,5
n'_p	115,1	116,2	123,1	114,8	113,3
n'_{\max}	126,0	127,3	134,9	125,7	124,0
$Q'1 \times \rho_M$ (расч.)	1,41	1,52	1,35	1,44	1,51
$Q'1_B$ рас.т	1,63	1,86	1,54	1,66	1,80
$\rho_{M,\text{рас}}$	0,867	0,82	0,876	0,865	0,84
$Q'1 \times \rho_M$ (макс.)	0,92	1,00	0,89	1,04	0,99
$Q'1_B$ макс	1,02	1,108	0,99	0,903	1,10
$\rho_{M,\text{макс}}$	0,902	0,903	0,905	0,23	0,9
$Q1'_{\max}$	0,737	1,194	1,063	0,903	0,591
$Q1'_{\min}$	0,586	0,948	0,844	0,596	0,469

Анализируя полученные расчеты и построенные зоны работы турбин на главной универсальной характеристике, к дальнейшему рассмотрению принимаем турбины, удовлетворяющие следующим условиям:

- точка оптимума должна находиться в границах зоны работ турбины;
- зона работы не должна выходить за области главной универсальной характеристики;
- наименьшее число агрегатов при максимальной мощности;
- диаметр рабочего колеса должен быть минимальным;
- КПД турбины должен быть наибольшим.

Из всех вариантов к дальнейшему рассмотрению принимаются: ПЛ50-В-530, ПЛ50-В-560, ПЛД50-В60⁰-530, так как эти турбины удовлетворяют перечисленным выше требованиям. Главные универсальные характеристики выбранных турбин представлены в приложении В, рисунок В.1 – В.3.

3.2.2 Выбор отметки расположения рабочего колеса

Выбор отметки расположения РК производится из условия обеспечения безкавитационной работы турбины во всех режимах.

$$\nabla PK = \nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.16)$$

где $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ - отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{НБ}}$, отвечающему расчетному значению высоты отсасывания.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_{s, \text{доп}}^{\text{доп}} = 10,3 - \nabla/900 - \sigma \cdot H_p - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл}} \quad (3.17)$$

где $\nabla/900$ – поправка на высотное расположение ГЭС по отношению к уровню моря;

$\Delta H_s = 1,5$ м – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется следующим образом:

- для осевых вертикальных турбин (ПЛ) $\Delta Z_{\text{х.пл}} = 0$;
- для вертикальных диагональных и радиально-осевых турбин (ПЛД и РО) рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_{\text{х.пл}} = B_{0\text{н}} / 2, \quad (3.18)$$

где $B_{0\text{н}}$ – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитывается с модели:

$$B_{0\text{н}} = B_{0\text{м}} \cdot D_{1\text{н}}, \quad (3.19)$$

где $B_{0\text{м}}$ – указано на УХ.

Для определения отметки РК необходимо рассмотреть 3 режима работы гидротурбинного оборудования.

Произведем расчет для турбины ПЛ50-В-560.

1) Работа 1 ГА при максимальном напоре H_{max} и номинальной мощности $N_{\text{ном}}$.

На режимном поле проектируемой турбины находится точка максимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитывается с модели на натуру по (3.20). В этой точке определяется σ . По кривой связи определяется $\nabla Z_{\text{нб}} (Q_{\text{нб}})$.

$$Q = D_1^2 \cdot Q_1' \cdot (m \cdot H)^{0,5} = 5,6^2 \cdot 0,88 \cdot (1,044 \cdot 43)^{0,5} = 185 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

$$H_{s, \text{max}}^{\text{доп}} = 10,3 - 351,52 / 900 - 0,2 \cdot 43 - 1,5 = -0,19 \text{ м}.$$

$$\nabla PK_{H_{\text{max}}} = 351,52 - 0,19 = 351,33 \text{ м}.$$

2) Работа 1 ГА при расчетном напоре $H_{\text{расч}}$ и номинальной мощности $N_{\text{ном}}$
Производится аналогичный расчет, только для точки с расчетным напором.

$$Q = 5,6^2 \cdot 1,33 \cdot (1,044 \cdot 32,5)^{0,5} = 243 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$H_{s, \text{расч}}^{\text{доп}} = 10,3 - 351,90 / 900 - 0,45 \cdot 32,5 - 1,5 = -6,22 \text{ м.}$$

$$\nabla PK_{H_{\text{расч.}}} = 351,90 - 6,22 = 345,68 \text{ м.}$$

3) Работа 1 ГА при минимальном напоре H_{\min} и соответствующей ему мощности N на линии ограничения

$$Q = 5,6^2 \cdot 1,28 \cdot (1,044 \cdot 27,1)^{0,5} = 214 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$H_{s, \min}^{\text{доп}} = 10,3 - 351,72 / 900 - 0,46 \cdot 27,1 - 1,5 = -4,06 \text{ м.}$$

$$\nabla PK_{H_{\text{расч.}}} = 351,72 - 4,06 = 347,66 \text{ м.}$$

Результаты расчета представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Выбор отметки рабочего колеса

№ варианта	Марка турбины	$H_{s, \text{мах}}^{\text{доп}}, \text{м}$	$H_{s, \text{расч}}^{\text{доп}}, \text{м}$	$H_{s, \min}^{\text{доп}}, \text{м}$	$(\nabla PK)_{H_{\text{мах}}}, \text{м}$	$(\nabla PK)_{H_{\text{расч}}}, \text{м}$	$(\nabla PK)_{H_{\min}}, \text{м}$
1	ПЛ50-В-560	-0,19	-6,22	-4,06	351,33	345,68	347,66
2	ПЛ50-В-530	-1,91	-11,42	-6,50	349,61	340,51	345,21
3	ПЛД50-В60 ⁰ -530	0,80	-6,23	-2,52	352,34	345,73	349,26

Из трех полученных отметок ∇PK выбирается наименьшее значение, которое отмечается на компоновочном чертеже установки. Выбранные отметки указаны в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Показатели натурных гидротурбин

№ варианта	Марка турбины	$D_1, \text{м}$	$n, \text{об/мин}$	$\eta_{\text{н р.т.}}$	Z_a	$N_a, \text{МВт}$	$H_{s, \text{м}}^{\text{доп}}$	$\nabla PK, \text{м}$
1	ПЛ50-В-530	5,3	136,4	0,915	6	67	-11,42	340,51
2	ПЛ50-В-560	5,6	125,0	0,916	6	67	-6,22	345,68
3	ПЛД50-В60 ⁰ -530	5,3	136,4	0,914	6	67	-6,23	345,73

По результатам расчета принимается к установке турбина ПЛ50-В-560 с $\nabla PK = 345,68 \text{ м}$, так как этот вариант наиболее соответствует заданным условиям:

- высота отсасывания наименьшая из всех вариантов;
 - довольно высокая частота вращения;
 - значение КПД в расчетной точке велико;
 - диаметр экономичен с точки зрения расхода металла на его производство.
- Дальнейший расчет производится для гидротурбины ПЛ50-В-560.

3.3 Определение геометрических размеров проточной части

Основные геометрические размеры гидротурбины определяются по чертежу проточной части модельной гидротурбины.

Наружный радиус входного сечения спиральной камеры:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 5,6 = 9,74 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Угол охвата спиральной камеры – $\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$ – рекомендованный угол охвата спиральной камеры для турбины ПЛ50.

Ширина подвода с учетом ширины бычка:

$$B = B' + b = 16,396 + 1,573 = 17,969 \text{ м,} \quad (3.22)$$

где B' – ширина подвода с компоновочного чертежа;

b – толщина бычка.

$$b \geq 1 + \frac{Q_{\text{max}}}{400} = 1 + \frac{229,41}{400} = 1,573 \text{ м,} \quad (3.23)$$

где Q_{max} – максимальный расход воды через турбину, $Q_{\text{max}} = 229,41 \text{ м}^3/\text{с}$.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,267 \cdot D_1 = 2,267 \cdot 5,6 = 12,695 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L_3 = 4,828 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 5,6 = 27,04 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 5,6 = 16,335 \text{ м.} \quad (3.26)$$

3.4 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 185}{3,14 \cdot 8,98^2} = 2,9 \text{ м/с,} \quad (3.27)$$

где $Q = 185 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью;

$D = 8,98 \text{ м}$ – диаметр водовода.

Минимальная разность отметок мертвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 8,98 \cdot \left(\frac{2,9}{\sqrt{9,81 \cdot 8,98}} \right)^{0,55} = 2,35 \text{ м.} \quad (3.28)$$

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная частота вращения генератора принимается равной назначенной частоте вращения турбины $n_{\text{синх}} = 125$ об/мин.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{67,00}{0,85} = 78,82 \text{ МВa.} , \quad (3.29)$$

где $\cos \varphi = 0.85$.

Число полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{125} = 48 , \quad (3.30)$$

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбран гидрогенератор: СВ-850/190-48 с номинальной мощностью 85,5 МВ·А и номинальным напряжением 13,8 кВ.

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС выбирается в соответствии с ОСТ 108.023.105-84

При частотах вращения до 200 об/мин гидрогенераторы выполняются преимущественно в зонтичном исполнении. Принимается зонтичный тип генератора.

3.6 Расчет вал на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вертикального вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D^*_{\text{в}} \geq (5,1 \cdot M_{\text{кр}} / [\tau_{\text{доп}}])^{0.33}, \quad (3.31)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \div 35$ МПа;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент.

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot N / n_{снх} . \quad (3.32)$$

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot 67000 / 125 = 5,22 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

$$D_{в}^* = (5,1 \cdot 5,22 / [34,5])^{0,33} = 0,92 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизованного. Принимаем диаметр вала 0,95 м.

3.7 Выбор вспомогательного оборудования

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По справочным данным [6] по номограмме для ПЛ турбин принимается тип маслонапорной установки: МНУ 6,3/1 – 40-8-2.

Маслонапорная установка объемом гидроаккумулятора 6,3 м³, состоящего из одного сосуда с номинальным избыточным давлением 4 МПа=40 кгс/см², объемом сливного бака маслонасосного агрегата 8 м³ с 2 насосами.

По справочным данным [6] принимается тип ЭГР. Для ПЛ турбины выбирается ЭГРК-МП-100-4. Диаметр главного золотника 100 мм.

По массе статора выбираются 2 мостовых крана КМ350/190/32, грузоподъемностью главного крюка – 350 тонн, вспомогательного – 190 и 32 тонны.

3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала

Исходя из диаметра шахты гидроагрегата, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машзала принимаем равной 24,5 метрам.

Длина блока для приплотинных зданий ГЭС:

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 5,6 = 22,4 \text{ м}. \quad (3.33)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 22,4 \cdot 6 + 22,4 = 156,8 \text{ м}. \quad (3.34)$$

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Как правило, электрические схемы гидроэлектростанций строятся по блочному принципу. Генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высшем напряжении, где предусматривается РУ.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупнёнными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Применение укрупненных блоков возможно только в том случае, когда общая мощность одного такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС (аварийный резерв).

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot P_{\text{Г}} = 2 \cdot 67 = 134 \text{ МВт}; \quad (4.1)$$

$$P_{\text{рез}} = S_{\text{рез}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} = 500 \cdot 0,85 = 425 \text{ МВт}; \quad (4.2)$$

Из (4.1) и (4.2) видно, применение укрупненных блоков в структурной схеме возможно.

Для рассмотрения принимаются две схемы «1Т – 1Г» и «1Т – 2Г», представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

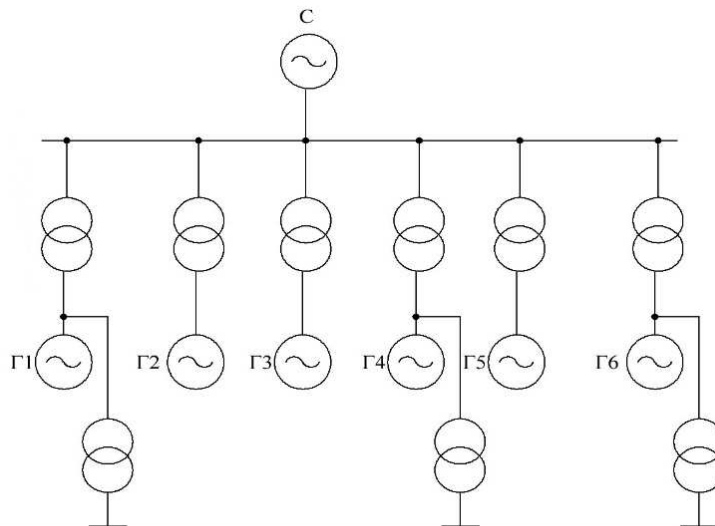


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений «1Т – 1Г»

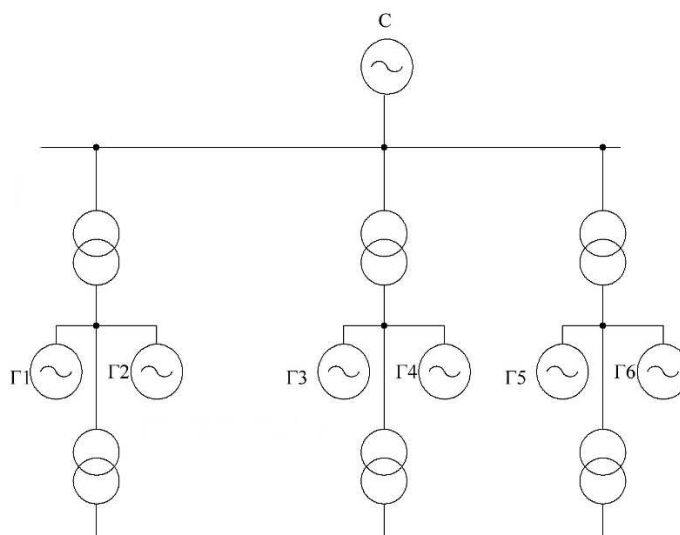


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений «1Т – 2Г»

4.2 Выбор типа блоков ГЭС

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{67,00 - 0,87}{0,85} = 77,79 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где $P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются 6 трансформаторов ТДЦ - 80000/220-У1 [7]. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ - 80000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	Схема и группа соединения обмоток
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$					
80	242	13,8	11	320	105	0,6	YN /D - 11

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок P_{max} и время максимальных потерь τ .

Определяется значение τ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

где T_{\max} - продолжительность использования установленной мощности генераторов ГЭС, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3507}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1853,62 \text{ ч / год}$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.5)$$

где $\mu=0,9$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 28$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 61$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

Подставляя найденные по [8] показатели надежности трансформатора в формулу (4.5), получаем:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 28 - 0,03 \cdot 61 = 8733 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8733 = 916,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.6)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,32}{1} \cdot \left(\frac{78,03}{80} \right)^2 \cdot 1853,62 = 564,31 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (4.8)$$

где β_1 и β_2 – тариф по электроэнергии для Забайкальского Края, согласно Федеральной службе по тарифам [9], руб./кВт·ч.

$$I_{\text{пот}} = 2,76 \cdot (916,96 + 564,31) = 4088 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}};$$

Для шести блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 6 \cdot 4088 = 24528 \text{ тыс.руб} / \text{год}$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы «1Г – 2Г»

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{2 \cdot (67 - 0,87)}{0,85} = 155,60 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.9)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 200000/220 [7]. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ - 200000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	Схема и группа соединения обмоток
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$					
200	242	13,8	11	580	200	0,45	YN /D - 11

Потери холостого хода в трансформаторе (4.6):

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,2 \cdot 8733 = 1746,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе (4.7):

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{156,1}{200} \right)^2 \cdot 1853,62 = 654,92 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора (4.8):

$$I_{\text{пот}} = 2,76 \cdot (1746,6 + 654,92) = 6629 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}};$$

Для трех блоков:

$$И_{пот2}^{220} = 3 \cdot 6629 = 19887 \text{ тыс.руб / год}$$

4.2.3 Выбор синхронных генераторов

В пункте 3.5 был выбран синхронный генератор СВ – 850/190 – 48. Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные генератора СВ – 850/190 – 48

Номинальная мощность		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$P_{Г\text{ ном}}, \text{МВт}$				x_d''	x_d'	x_d
85,5	72,5	13,8	0,85	0,975	0,32	0,23	0,87

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1 – 2 % от $S_{Г\text{ ном}}$:

$$S_{с.н.} = 0,013 \cdot \frac{P_{Г\text{ ном}}}{\cos \varphi_{Г}}. \quad (4.10)$$

$$S_{с.н.} = 6 \cdot 0,013 \cdot \frac{67,00}{0,85} = 6148 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.} \quad (4.11)$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)» [10] выбираются три трансформатора собственных нужд ТМН-6300/15-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Каталожные данные трансформатора ТМН-6300/35-У1

$S_{ном}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{ВН}$	$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta P_{хх}, \text{кВт}$
6300	15	6	14	2,7

4.3 Выбор сечения воздушных проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{г} \cdot \left(\frac{P_{г} - P_{сн}}{\cos \varphi_{г}} \right); \quad (4.12)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot \left(\frac{67 - 0,87}{0,85} \right) = 466,8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

По [8] определяется натуральная мощность для ВЛ 220 кВ $P_{\text{НАТ}} = 135$ МВт и коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП – $\kappa = 1,2$ [11].
Количество отходящих линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{\kappa \cdot P_{\text{НАТ}} / \cos \phi_c} = \frac{466,8}{1,2 \cdot 135 / 0,85} = 2,45; \quad (4.13)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 3 + 1 = 4$.
Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{466,8}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,307 \text{ кА}; \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 0,8 \cdot 1,05 \cdot 307 = 257,88 \text{ А}, \quad (4.15)$$

где $\alpha_{\text{и}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$\alpha_{\text{Т}} = 0,8$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ (T_{max}) [8].

По величине расчётного тока выбираем провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$ [12].

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{466,8}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,409 \text{ кА} \quad (4.16)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета

Капиталовложения для схемы с единичными блоками:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{Т1}} + m \cdot K_{\text{Тс.н.}} + K_{\text{ОРУ}} \quad (4.17)$$

где $K_{T1} = 57600$ – расчетная стоимость блочного трехфазного двух обмоточного трансформатора единичного блока, мощностью 80000 кВА, тыс. руб ;

$K_{T_{с.н.}} = 1196$ – расчетная стоимость трехфазного трансформатора собственных нужд, мощностью 6300 кВА, тыс. руб. [13];

n – число блочных трансформаторов;

m - число трансформаторов собственных нужд;

$K_{ОРУ} = 48750$ - расчетная стоимость ячеек ОРУ-220 кВ, тыс. руб. [8].

$$K_1 = 6 \cdot 57600 + 3 \cdot 1196 + 12 \cdot 48750 = 934188 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2 = n \cdot K_{T2} + m \cdot K_{T_{с.н.}} + K_{ОРУ} \quad (4.18)$$

где $K_{T2} = 156000$ – расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора укрупненного блока, мощностью 200000 кВА, тыс. руб ;

$K_{T_{с.н.}} = 1196$ – расчетная стоимость трехфазного трансформатора собственных нужд, мощностью 6300 кВА, тыс. руб. [13];

n – число блочных трансформаторов;

m - число трансформаторов собственных нужд;

$K_{ОРУ} = 48750$ - расчетная стоимость ячеек ОРУ-220 кВ, тыс. руб. [8].

$$K_2 = 3 \cdot 156000 + 3 \cdot 1196 + 9 \cdot 48750 = 910338 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание электрооборудования электростанции пропорциональны стоимости основных фондов:

$$I^{a+0} = \alpha_{(a+0)} \cdot K \quad (4.19)$$

где $\alpha_{(a+0)} = 0,045$ - норма суммарных амортизационных отчислений и затрат на эксплуатацию электроустановки, о.е. [8].

Для варианта с единичными блоками:

$$I^{a+0} = 0,045 \cdot 934188 = 42038 \text{ тыс. руб.}$$

Для варианта с укрупненными блоками:

$$I^{a+0} = 0,045 \cdot 910338 = 40965 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные годовые издержки для двух случаев:

$$I_1 = I^{a+0} + I_{nom1}^{220} = 42038 + 24528 = 66566 \text{ тыс.руб.} \quad (4.20)$$

$$I_2 = I^{a+0} + I_{\text{ном}2}^{220} = 40965 + 19887 = 60852 \text{ тыс.руб.} \quad (4.21)$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$З_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.22)$$

где E_n – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику [14].

$$З_1 = 0,15 \cdot 934188 + 66566 = 206694 \text{ тыс.руб.}$$

$$З_2 = 0,15 \cdot 910338 + 60852 = 197403 \text{ тыс.руб}$$

Рассматривая данные варианты схем, видим, что разница в затратах между ними не превышает 5%, однако, трансформатор, выбранный для второй схемы, при работе будет недогружен по мощности более, чем на 20%. Это означает, что впустую будет затрачен его ресурс, так как износ оборудования от недогрузки не уменьшается. Также у этого трансформатора потери холостого хода будут больше, чем у трансформатора, выбранного в первом варианте. Из этого следует, что использование схемы с укрупненными блоками нецелесообразно не только по техническим, но и экономическим соображениям. Поэтому принимается схема с одиночными блоками.

4.5 Выбор схемы РУ

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 150 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;

– при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-220 кВ – 10:

- 4 ВЛ 220 кВ;

- 6 блоков.

В соответствии со стратегией развития Забайкальского Края до 2030 года, в данном регионе планируется освоение новых месторождений полезных ископаемых и строительство горно-обогатительных комбинатов. По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок [15] часть электроприемников горно-обогатительного комплекса составляют I категорию. Это механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования, например, обжиговые печи. Поэтому с учетом категории потребителей и числа присоединений согласно [16] принимается схема 13-Н – 2 СШ с одной обходной (рисунок 4.3).

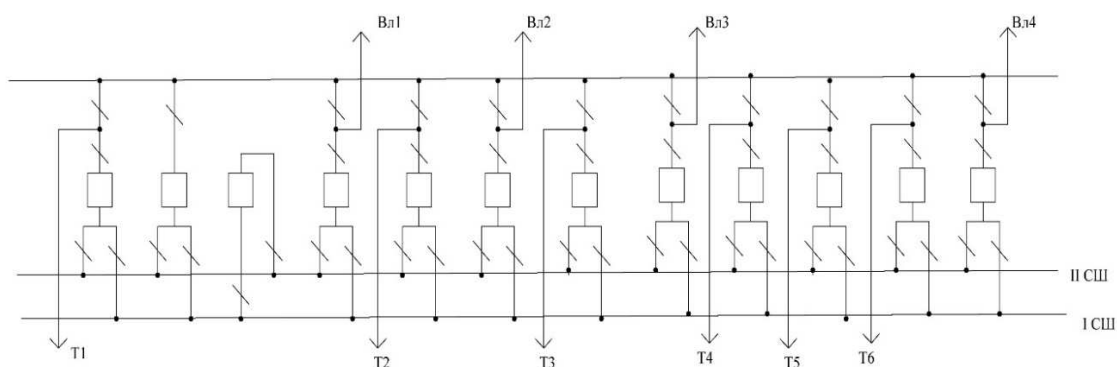


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-220 кВ

4.6 Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

На рисунке 4.4 представлена схема замещения расчетной схемы.



	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№9 APM	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Система		230
2	<input type="checkbox"/>			y ▾	2	СШ 220 кВ		230
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Выводы Г1		15
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Выводы Г2		15
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Выводы Г3		15
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Выводы Г4		15
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	Выводы Г5		15
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Выводы Г6		15

Рисунок 4.5 – Данные по узлам

Рисунок 4.6 – Данные по ветвям

S	s0	N agr	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1	Система	1	353,000	37,440	353,000	37,44	353,000	37,44	230,000
2		2	Генератор 1	3	0,070	1,000	0,070	1,00	0,070	1,00	17,790
3		3	Генератор 2	4	0,070	1,000	0,070	1,00	0,070	1,00	17,790
4		4	Генератор 3	5	0,070	1,000	0,070	1,00	0,070	1,00	17,790
5		5	Генератор 4	6	0,070	1,000	0,070	1,00	0,070	1,00	17,790
6		6	Генератор 5	7	0,070	1,000	0,070	1,00	0,070	1,00	17,790
7		7	Генератор 6	8	0,070	1,000	0,070	1,00	0,070	1,00	17,790

Рисунок 4.7 – Данные по генераторам

Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	Ta,с	iy,кА	Ip0(3) ,кА	Ip0(1) ,кА
K–1	0,086	13,71	3,41	5,13
K–2	0,045	68,3	26,83	—

4.7 Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие.

Для присоединений генераторов наибольший расчётный ток определяется при работе с номинальной мощностью и снижением напряжения на 5 %:

$$I_{\text{раб } \Gamma} = 1,05 \cdot I_{\text{ном } \Gamma} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{ном } \Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном } \Gamma}}. \quad (4.23)$$

$$I_{\text{раб } \Gamma} = \frac{1,05 \cdot 78,8}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3461 \text{ A}.$$

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,05 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}, \Gamma} \cdot K_m}. \quad (4.24)$$

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,05 \cdot 78,8}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot \frac{242}{13,8}} = 197 \text{ A}.$$

Присоединение линий связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л4 \text{ раб max}} = \frac{S_{\text{раб max}}}{\sqrt{3} \cdot n_{Л} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{Г1-Г6 \text{ ном}} - S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot n_{Л} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (4.25)$$

$$I_{Л1-Л4 \text{ раб max}} = \frac{466,8}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 307 \text{ А}.$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линий связи:

$$I_{Л1-Л3 \text{ раб утяж}} = \frac{S_{Г1-Г6 \text{ ном}} - S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot (n_{Л} - 1) \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (4.26)$$

$$I_{Л1-Л3 \text{ раб утяж}} = \frac{466,8}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 220} = 409 \text{ А}.$$

Расчётный ток присоединения трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении:

$$I_{Тсн \text{ раб max}} = \frac{1,05 \cdot S_{Тсн \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Тсн \text{ ном}}}. \quad (4.27)$$

$$I_{Тсн \text{ раб max}} = \frac{1,05 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 276,75 \text{ А}.$$

4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей в цепи 13,8 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателя и разъединителя должны быть соблюдены следующие условия:

$$U_{\text{ном,в}} \geq U_{\text{ном,с}} \quad (4.28)$$

$$I_{\text{ном,в}} \geq I_{\text{раб max}} \quad (4.29)$$

Для генераторного напряжения 13,8 кВ по каталогу изготовителя «Электроаппарат» [17] выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15-50/6300. Технические данные приведены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Технические данные выключателя ВГГ-15-50/6300

U _{ном} , кВ	U _{раб макс} , кВ	I _{ном} , А	I _{ном откл} , кА	i _{пр.скв} , кА	I _{пр.скв} , кА	i _{вкл. ном} , кА	I _{вкл. ном} , кА	I _{терм.ст.} , кА	t _т , с	t _в , с
15	17,5	6300	50	130	50	130	50	50	3	0,03

Проверка осуществляется на динамическую стойкость и на термическую стойкость.

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{пр,скв} \geq i_y, \quad (4.30)$$

где i_y – ударный ток.

$$130 \text{ кА} > 68,3 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{к,ном} \geq B_{к,расч}. \quad (4.31)$$

$$B_{к,ном} = I_{т,ном}^2 \cdot t_t. \quad (4.32)$$

$$B_{к,ном} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к,расч} = (I^{(3)})^2 \cdot (t_v + t_{рза}). \quad (4.33)$$

$$B_{к,расч} = 26,83^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 28,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 28,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принимаем к установке разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ [18] со следующими параметрами: $i_{пр.скв} = 250 \text{ кА}$, $I_{т.ст} = 100 \text{ кА}$, $t_t = 3 \text{ с}$.

$$B_{к,ном} = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 28,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты расчета по выбору генераторных выключателей и разъединителей сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторных выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Данные каталога	
	выключатель	разъединитель
$U_{ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{раб. max} = 3461 \text{ А}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$
$I_{п0} = 26,38 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y = 68,3 \text{ кА}$	$i_{пр. скв} = 130 \text{ кА}$	$i_{пр. скв} = 250 \text{ кА}$

Для генераторного напряжения выбраны анализатор сети АПКЭ-1 и синхронизатор сети АСУ-ВЭИ АС-М3. Параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
в цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
в цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АСУ-ВЭИ АС-М3	RS485	0,5	20
-			-	$\Sigma = 36 \text{ В·А}$

4.7.2 Проверка трансформаторов тока в цепи 13,8 кВ

Намечаем к установке ТОЛ-20-2 ВВ-1 [19] со следующими параметрами: $U_{ном} = 20 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 4000 \text{ А}$, $S_{2ном} = 30 \text{ В·А}$; к.т. 0,5, $I_T = 61 \text{ кА}$, $t_{т.в} = 3 \text{ с}$, $I_{ном2} = 5 \text{ А}$. Расчет сведен в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	13,8 кВ	20 кВ
$I_{раб. max} < I_{ном}$	3461 А	4000 А
$S_2 < S_{2ном}$	36 В·А	90 В·А
$i_y < i_{дин.}$	68,3 кА	152,5 кА

$$B_{к, ном} = 61^2 \cdot 3 = 11163 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$11163 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 28,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

4.7.3 Проверка трансформаторов напряжения в цепи 13,8 кВ

Намечаем к установке по каталогу изготовителя «Электроцит Самара» [20] НОЛ-СЭЩ-20: $S_{2ном} = 225 \text{ В·А}$; к.т. 0,5. Расчет сведен в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформаторов напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_c < U_{ном}$	13,8 кВ	20 кВ
$S_2 < S_{2ном}$	36 В·А	225 В·А

4.7.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты от перенапряжений устанавливаем ОПН–П1–15/18,0/10/2УХЛ1 со стороны низшего напряжения, изготовитель ЗАО «ЗЭТО» - г. Великие Луки [21].

4.8 Выбор параметров ОРУ 220 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей 220 кВ

Для напряжения 220 кВ по каталогу изготовителя «Уралэлектротяжмаш» [22] выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-220-50/3150. Технические данные приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Технические данные выключателя ВЭБ-220-50/3150

U _{ном} , кВ	U _{раб макс} , кВ	I _{ном} , А	I _{ном откл} , кА	i _{пр.скв} , кА	I _{пр.скв} , кА	i _{вкл. ном} , кА	I _{вкл. ном} , кА	I _{терм.ст} , кА	t _г , с	t _в , с
220	252	3150	50	125	50	125	50	50	3	0,035

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{пр,скв} \geq i_y, \quad (4.34)$$

$$125 \text{ кА} > 13,71 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{к,ном} \geq B_{к,расч}. \quad (4.35)$$

$$B_{к,ном} = I_{т,ном}^2 \cdot t_t. \quad (4.36)$$

$$B_{к,ном} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к,расч} = (I^{(1)})^2 \cdot (t_g + t_{рза}). \quad (4.37)$$

$$B_{к,расч} = 5,13^2 \cdot (0,035 + 0,01) = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принимаем к установке разъединитель РГНП-220/1000 УХЛ1 со следующими параметрами: $i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$, $I_{т.ст} = 31,5 \text{ кА}$, $t_t = 3 \text{ с}$. [23].

$$B_{к, ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчет выбора параметров ОРУ 220 кВ сведен в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору выключателей и разъединителей РУВН 220 кВ

Расчетные данные	Данные каталога	
	ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ	разъединитель
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб. max} = 409 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п0} = 5,13 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 13,71 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$

Для цепи 220 кВ были выбран анализатор сети АПКЭ-1. Характеристики приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепях высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

4.8.2 Проверка трансформаторов тока в цепи 220 кВ

Выключатель ВЭБ-220-50/3150 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220 со следующими параметрами: $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 600 \text{ А}$, $S_{2 ном} = 10 \text{ В} \cdot \text{А}$; к.т. 0,5, $I_T = 50 \text{ кА}$, $t_{т.в} = 3 \text{ с}$, $I_{ном2} = 5 \text{ А}$. Изготовитель «Уралэлектротяжмаш».

Расчет сведен в таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{раб. max} < I_{ном}$	409 А	600 А
$S_2 < S_{2 ном}$	0,2 В·А	10 В·А
$i_y < i_{дин.}$	13,71 кА	-

$$B_{к, ном} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Фирма не приводит данные по значениям $i_{\text{дин}}$, так как запас прочности заведомо высокий.

4.8.3 Проверка трансформаторов напряжения в цепи 220 кВ

Намечаем к установке по каталогу изготовителя ЗАО «ЗЭТО» - г. Великие Луки: ЗНОГ-220: $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$; к.т. 0,2 [24].

Проверка трансформаторов напряжения приведена в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Проверка трансформаторов напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_c < U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	8 В·А	150 В·А

4.8.4 Выбор ограничителей перенапряжения

В ОРУ 220 кВ, на сборных шинах и ВЛЭП принимаем к установке ОПН–П1–220/163/10/2УХЛ1, изготовитель ЗАО «ЗЭТО» - г. Великие Луки.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов, ОРУ и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 4.1.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ – 850/190 - 48
мощность номинальная	полная	78,80 МВА
	активная	67,00 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности cos φ		0,85
частота		50 Гц
частота вращения		125 об/мин
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		3,29 кА
ток ротора при номинальной нагрузке		1,22 кА
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		285 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X _d	0,87
	переходное X' _d	0,32
	сверхпереходное X'' _d	0,23
индуктивное сопротивление обратной последовательности X ₂		0,231
емкость обмотки статора		0,82 мкф

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{нг}^{(1)} = \frac{P_{ном} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{67 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3297 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{нз}^{(2)} = \frac{I_{нз}^{(1)} \cdot K_{сх}}{K_{тт}} = \frac{3297 \cdot 1}{4000 / 5} = 4,12 \text{ А.} \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{вн}^{(1)} = \frac{67 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 220} = 207 \text{ А.}$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{вн}^{(2)} = \frac{I_{вн}^{(1)} \cdot K_{сх}}{K_{тт}} = \frac{207 \cdot \sqrt{3}}{600 / 5} = 2,98 \text{ А.} \quad (5.3)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [глава 3] принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 850/190 - 48 – 78,8 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от многофазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ - 80000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;

- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

Защиты воздушных линий 220кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП).

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно–производственного предприятия «РАДИУС Автоматика».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Применение в устройстве модульной микропроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве Сириус алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_H = 3297$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ}=4000/5$ А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H \quad (5.4)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

$$I_{НБ(Н)} = 0,05 \cdot 3297 = 165 \text{ А.}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H$.

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{МАКС} \quad (5.6)$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока;

$K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{МАКС}$ – ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{МАКС} = \frac{E''}{x_d} \cdot I_H. \quad (5.7)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,23} \cdot 3297 = 1620 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_{МАКС}}. \quad (5.8)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

$$K_T > \frac{1620 \cdot 2}{16198} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{НТ} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.9)$$

4) Тормозной ток В определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.10)$$

Принимаем типовое значение уставки $B=1,5$ (при этом условие выполняется).

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = 2 \dots 12 \cdot I_H$.

Принимаем уставку: $I_{отс} = 6 \cdot I_n$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

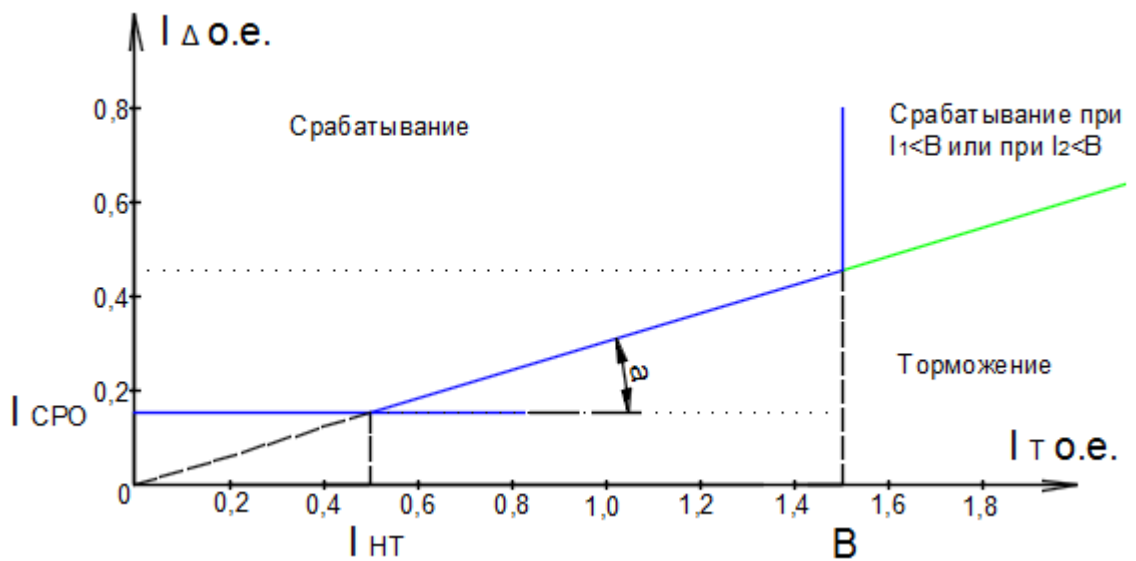


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности (U_0) и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; (U_0) включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

1) Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой

последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

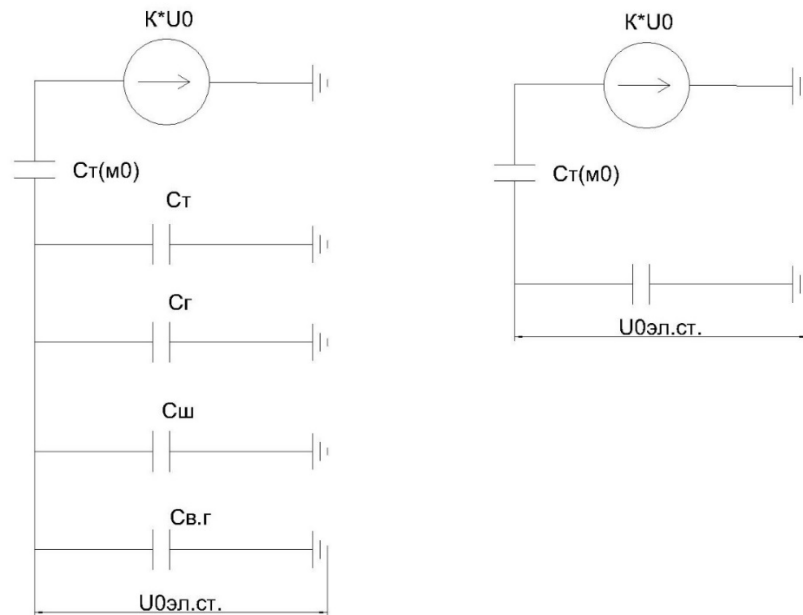


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{ш} + C_{в.г} = 0,0073 + 0,82 + 0,008 + 0,025 = 0,86 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}. \quad (5.11)$$

где $C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,82 мкФ/фазу (по данным завода);

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

$C_{ш}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{в.г}$ – ёмкость генераторного выключателя.

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}. \quad (5.12)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для

трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{НОМ\ ВН} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.13)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 6,45 \text{ А.} \quad (5.14)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0\text{ЭЛ.СТ}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,86} = 241,2 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{TH}} \cdot U_{0\text{ЭЛ.СТ}}, \quad (5.15)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{13,8} \cdot 241,2 \cdot \frac{0,1}{\sqrt{3} \cdot \frac{1}{3}}$$

$$U_{CP} \geq 4,7$$

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал; U_{02G} с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановом турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов; U_{0G} с уставкой равной 15 В и

выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа U_{03} уставку по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.16)$$

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6% обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}}. \quad (5.17)$$

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot 13800}{\frac{13800}{100}} = 140 \text{ В.}$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}. \quad (5.18)$$

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot 13800}{\frac{13800}{100}} = 120 \text{ В.}$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220кВ принимается минимальной и равной $0,09I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.19)$$

где I_2 — ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H — номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = A / I_{*2}^2, \quad (5.20)$$

где $A = 20$ — параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{сигн}}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$; $I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{пуск}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 600$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.21)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.22)$$

где $K_H = 1,2$ — коэффициент надежности.

$$I_{*2ПУСК} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.23)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2ПУСК} = 0,15$.

$$t_{доп} = 20 / 0,15^2 \approx 880 \text{ с.}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.24)$$

$$A_{ИО} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.25)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,18
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500	600

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

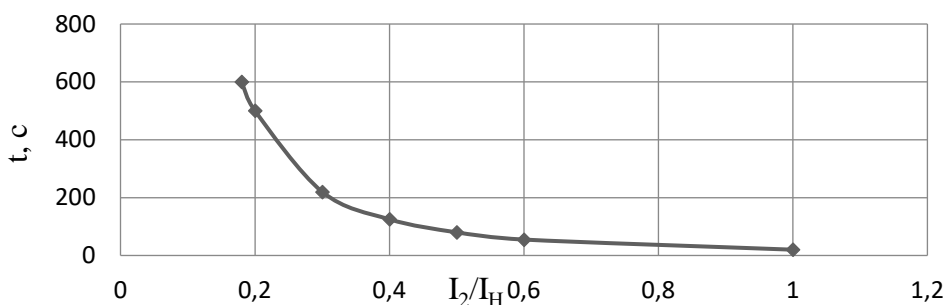


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

4) Орган токовой отсечки I_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах ВН и на отходящих ВЛ;

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ на шинах ВН блока:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_q} = \frac{1}{1,3(X_d'' + X_{2\Gamma} + X_T)}. \quad (5.26)$$

где X_d'' — сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$X_{2\Gamma}$ — сопротивление обратной последовательности генератора;

X_T — сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_{2C.3.} \leq \frac{1}{1,3(0,23 + 0,28 + 0,11)} = 1,24 \text{ о.е.}$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{\text{МНН}}^{\text{ВН}}}{K_q} \quad (5.27)$$

$$I_{\text{МНН}}^{\Sigma} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2 \cdot (x_{\Sigma\Gamma} + x_{\text{Л}})} + \frac{E_{\text{С}}}{2 \cdot (x_{\text{С}} + \frac{x_{\text{Л}}}{n-1})}. \quad (5.28)$$

$$I_{МИН}^{*\Sigma} = I_{КЗ}^{(2)} = \frac{1,13}{2 \cdot (0,035 + 0,034)} + \frac{1}{2 \cdot (0,53 + \frac{0,034}{4-1})} = 9,11.$$

$$I_{МИН,Г}^* = \frac{I_{МИН}^{*\Sigma}}{N_{ген} + N_{лин}} = 0,91. \quad (5.29)$$

$$I_{МИН}^{BH} = I_{МИН}^* \cdot I_{BH,Б}. \quad (5.30)$$

$$I_{МИН}^{BH} = 0,91 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 230} = 182,7 \text{ А}.$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_2^{C3} \leq \frac{2 \cdot I_{МИН}^{BH} \cdot \frac{K_T}{\sqrt{3}}}{K_{\chi}}. \quad (5.31)$$

$$I_2^{C3} \leq \frac{2 \cdot 182,7 \cdot \frac{220/13,8}{\sqrt{3}}}{1,2} = 2802 \text{ А} \cdot (0,84 \cdot I_H).$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.9 Защита от симметричных перегрузок

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{СИГН} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H. \quad (5.32)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ –коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа равна:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.33)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.4.

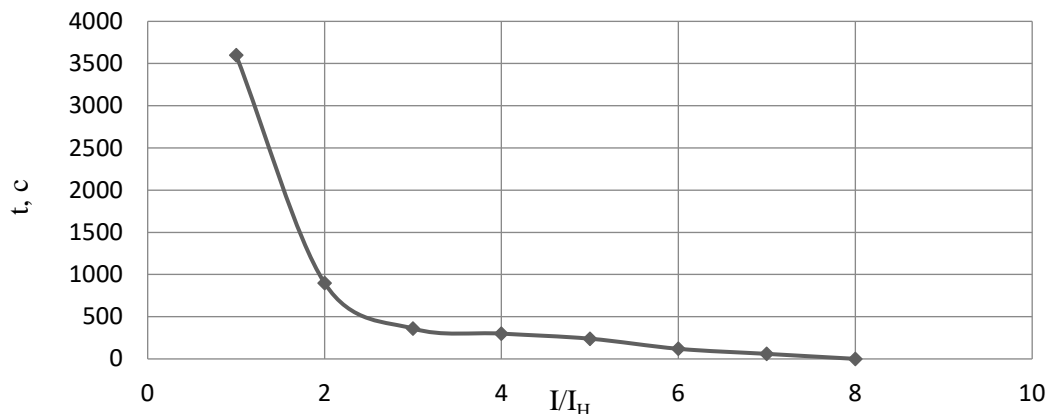


Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.34)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T}. \quad (5.35)$$

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot 13800,00}{1,03 \cdot 138,00} = 66 \text{ В}.$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.10 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.36)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{80} = 72,74 \text{ Ом}.$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 72,74 + \frac{0,8}{4} \cdot 23,47 = 62,88 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1o.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{80}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{80}{230^2} \cdot 23,47 = 0,095.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1o.e.} \cdot Z_{\phi}. \quad (5.37)$$

$$\text{где } Z_{\phi} = \frac{U_{\phi}^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{78,80} = 3,14.$$

$$Z_1 = 0,095 \cdot 3,14 = 0,29 \text{ Ом.}$$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H}. \quad (5.38)$$

$$Z_{1C3} = 0,29 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,68 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,7 \text{ Ом.}$

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}}. \quad (5.39)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ — номинальный ток статора, А.

$$Z_{HAГP} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3297} = 2,42 \text{ Ом.}$$

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном тока возбуждения и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_\phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{B.HOM}}{I_{B.X.X.}} - 0,95}{x_d} \quad (5.40)$$

где $I_{B.XX}$ — ток ротора холостого хода, А;

X_d — синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

$$I_\phi = \frac{2 \cdot 1,8 - 0,95}{0,87} = 3,04.$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{HOM}$.

Соответственно, сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{HAГP.\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} \quad (5.41)$$

$$Z_{HAГP.\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е..}$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi} \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 69^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{HAГP.\phi}}{K_H} \quad (5.43)$$

$$Z_{C3II} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е..}$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B. \quad (5.44)$$

$$Z_{C3II} = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{80} = 1,08 \text{ Ом.}$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3.II} \cdot n_T}{n_H}. \quad (5.45)$$

$$Z_{C3II} = \frac{1,08 \cdot 4000 / 5}{13800 / 100} = 6,26 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 6,3 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,2 \text{ Ом, } Z_{CM2} = 0,75 \text{ Ом.}$

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

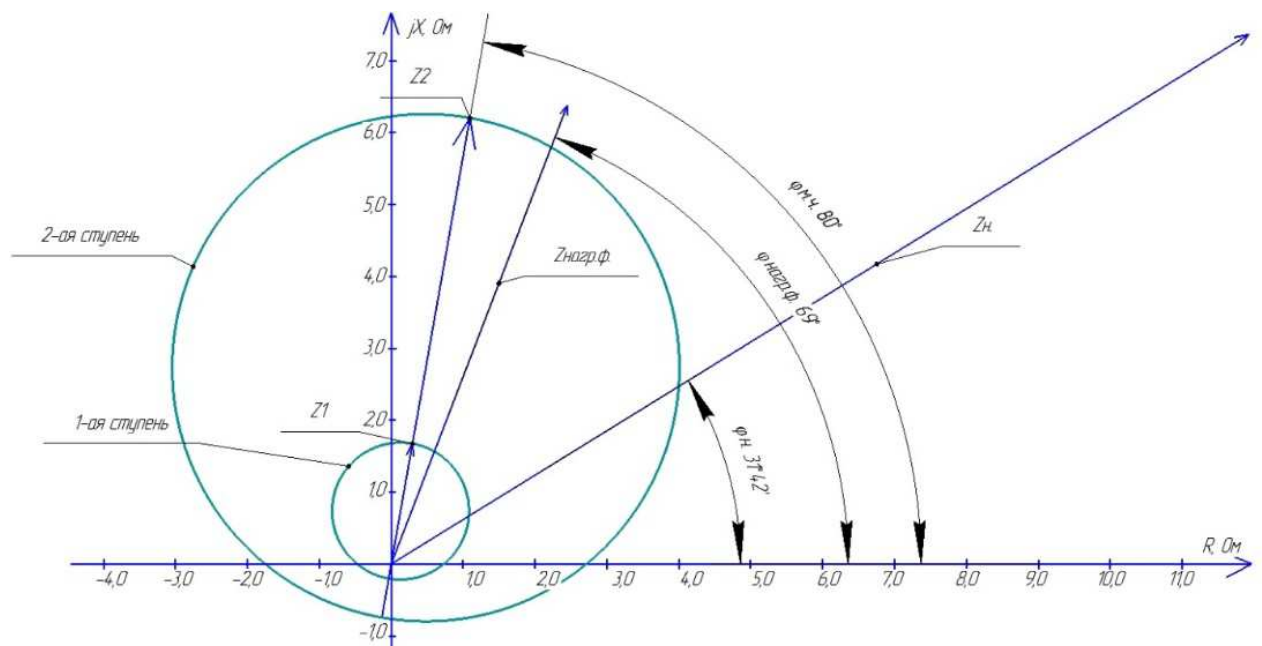


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.11 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит функциональные органы:

Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{P\text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р.} \quad (5.46)$$

1) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{P\text{ ПУСК.}} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,12 \cdot I_{НОМ.Р.} \quad (5.47)$$

2) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.5), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

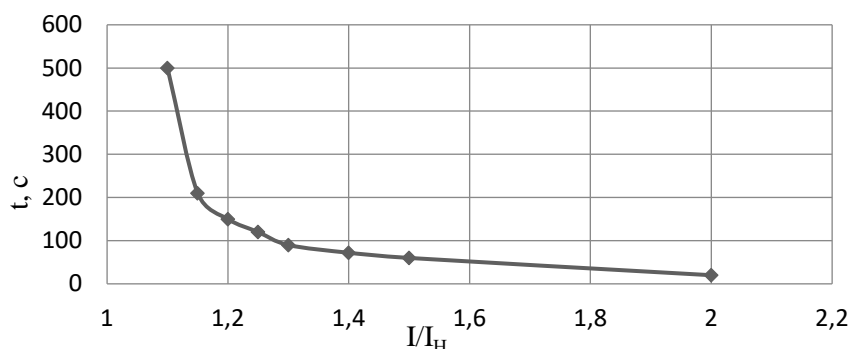


Рисунок 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

3) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.48)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.12 Таблица уставок

Уставки защит представлены в приложении Г, таблица Г.1

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение отметки гребня глухой плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a + \Delta h_{set}, \quad (6.1)$$

где a - величина запаса, для I класса сооружения примем – 0,8 м;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности;

Δh_{set} - высота ветрового нагона.

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.2)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [25, Приложение 1, табл.2*],

$k_w = 2,28 \cdot 10^{-6}$;

V_w – скорость ветра, 22 м/с;

L – длина разгона волны, 2000 м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра (принимается $\alpha = 0$);

d - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$\Delta h_{set} = 2,28 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 2000}{9,81 \cdot 22,5} \cdot 1 = 0,01 \text{ м.}$$

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{395 - 350}{2} = 22,5 \text{ м,} \quad (6.3)$$

где $\nabla_{НПУ}$ – отметка НПУ, 395 м;

$\nabla_{дна}$ – отметка дна, 350 м.

Определяем высоту волны 1% для основного и поверочного случаев:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2}, \quad (6.4)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w}, \quad (6.5)$$

где t - период развития волн на водохранилище, принимается $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$,

L – длина разгона волны, $L = 2000 \text{ м}$,

V_w – скорость ветра, 22 м/с.

Таким образом:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2000}{22^2} = 40,5,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,6.$$

Из графика [25, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$, сведённые в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Определение параметров $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$

$\frac{gL}{V_w^2}$		$\frac{gt}{V_w}$	
$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$
1,24	0,012	3,8	0,075

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используем наименьшие значения из таблицы 6.1.

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,24 \Rightarrow T = \frac{1,24 \cdot V_w}{g} = \frac{1,24 \cdot 22}{9,81} = 2,78 \text{ с}, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,012 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,012 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,012 \cdot 22^2}{9,81} = 0,59 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi}. \quad (6.8)$$

Таким образом:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,78^2}{2 \cdot 3,14} = 12,07 \text{ м}.$$

Необходимо выполнить проверку на глубоководность, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5 \cdot \overline{\lambda}_d, \quad (6.9)$$

где d - условная расчетная глубина воды в водохранилище, 22,5 м.

$$22,5 > 0,5 \cdot 12,07$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \overline{h} \cdot K_i, \quad (6.10)$$

где K_i - коэффициент, определяемый по графику [25, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$, $K_i = 2.09$.

Таким образом:

$$h_{1\%} = 0,59 \cdot 2,09 = 1,23 \text{ м.}$$

$$\nabla \text{ГБП} = 395 + 1,23 + 0,8 + 0,01 = 397,04 \text{ м.}$$

6.2 Гидравлический расчет плотины и НБ

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчётный расход; сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\text{осн. макс}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}}, \quad (6.11)$$

где $Q_{\text{осн. макс}}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГА}}$ – расход через один гидроагрегат;

n – количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 9270 - (6 - 1) \cdot 185 = 8345 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_6}, \quad (6.12)$$

где q_6 – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_6 = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.13)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{нб}, \quad (6.14)$$

где $h_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{осн.макс}$, $h_{нб} = 12,00$ м;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, для слабой скалы $[v_h] = 4,0$ м/с.

Таким образом:

$$q_p = 4,0 \cdot 12,00 = 48 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$q_6 = 1,25 \cdot 48 = 60 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$B = \frac{8345}{60} = 139 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта B округляется в большую сторону. Значение ширины пролета b должно соответствовать стандартному ряду. Принимаем $n=7$ пролетов по $b = 20$ м. Окончательная ширина водосливного фронта $B = 140$ м.

При количестве затворов больше 6, учитываем вероятную невозможность открытия одного затвора. По этой причине добавляем один пролет:

$$B_1 = B + b = 140 + 20 = 160 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Толщина быка по Березинскому в зависимости от ширины пролета:

$$20 < b < 30 \text{ м, то } \delta_b = (0,1 - 0,13) \cdot b. \quad (6.16)$$

$$\delta_b = 0,13 \cdot 20 = 2,6 \text{ м}.$$

Принимаем разрезной бык толщиной $\delta_b = 3$ м.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.17)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А, $m = 0,49$,

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{8345}{0,49 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,1 \text{ м.}$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.18)$$

где σ_n – коэффициент подтопления (принимается равным единице);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.19)$$

где b – ширина одного пролёта, $b = 20$ м;

n – количество пролетов, $n = 7$;

ξ_0 – коэффициент зависящий, от расположения быка в плане, принимают по [26, таблица 6-8], $\xi_0 = 0,45$;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают по [2, рис. 6-10], $\xi = 0,7$.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (7-1) \cdot 0,45}{7} \cdot \frac{9,1}{20} = 0,96.$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{8345}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,38 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.20)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине,
 α – коэффициент Кориолиса, $\alpha = 1,1$.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА) \cdot (B1 + (n-1) \cdot \delta_{\phi})}, \quad (6.21)$$

где $\nabla НПУ$ и $\nabla ДНА$ отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;
 δ_{ϕ} – толщина быка, $\delta_{\phi} = 3 \text{ м}$.

$$V_0 = \frac{8345}{(395 - 350) \cdot (160 + 7 \cdot 3)} = 1,02 \text{ м/с.}$$

$$H = 9,38 - \frac{1,1 \cdot 1,02^2}{2 \cdot 9,81} = 9,32 \text{ м.}$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляем до $H_{ст} = 10$ метров [27].

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 395,00 - 10,00 = 385,00 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 385,00 + 1,6 \cdot 10,00 = 401,00 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины $\nabla ГП = 401,00 \text{ м}$, наибольшую отметку из: $\nabla ГБП = 397,04 \text{ м}$ и $\nabla ГБ = 401,00 \text{ м}$.

6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}. \quad (6.24)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{С}}. \quad (6.25)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход воды, проходящий через все агрегаты здания ГЭС;

$Q_{\text{С}}$ – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения;

B – сумма всех пролетов, включая дополнительный, если он назначен.

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \sigma_{\text{сж}} \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3}. \quad (6.26)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon + (n-1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}. \quad (6.27)$$

Таким образом:

$$Q_{\text{р.пов}} = 11661 - 6 \cdot 185 - 0 = 10551 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{10551}{0,49 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,74 \text{ м}.$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (8-1) \cdot 0,45}{8} \cdot \frac{9,74}{20} = 0,95.$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{10551}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,07 \text{ м}.$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (6.28)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \Phi \Pi \Upsilon - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1) \cdot \delta_{\text{б}})} \quad (6.29)$$

$$V_{нов} = \frac{10551}{(396-350) \cdot (160 + (8-1) \cdot 3)} = 1,27 \text{ м/с.}$$

$$H_{нов} = 10,07 - \frac{1,1 \cdot 1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 9,98 \text{ м.}$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{нов} \quad (6.30)$$

$$\nabla \text{ФПУ}_p = 385,00 + 9,98 = 394,98 \text{ м.}$$

Рассчитаем координаты оголовка водослива с учетом данных, приведенных в [27, таблица 6-12]. Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на $H_{ст} = 10 \text{ м}$. Расчёты сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ точки	х	у	№ точки	х	у	№ точки	х	у	№ точки	х	у
1	0,00	1,26	11	10,00	2,56	21	20,00	13,69	31	30,00	30,13
2	1,00	0,36	12	11,00	3,21	22	21,00	15,08	32	31,00	32,07
3	2,00	0,07	13	12,00	3,94	23	22,00	16,53	33	32,00	34,05
4	3,00	0,00	14	13,00	4,75	24	23,00	18,20	34	33,00	36,09
5	4,00	0,06	15	14,00	5,64	25	24,00	19,60	35	34,00	38,18
6	5,00	0,27	16	15,00	6,61	26	25,00	21,22	36	35,00	40,31
7	6,00	0,60	17	16,00	7,64	27	26,00	22,80	37	36,00	42,49
8	7,00	1,00	18	17,00	8,73	28	27,00	24,62	38	37,00	44,71
9	8,00	1,40	19	18,00	9,87	29	28,00	26,50	39	38,00	46,98
10	9,00	1,98	20	19,00	11,08	30	29,00	28,24	40	39,00	49,69

Сопряжение водосливной грани с поверхностью уступа выполняется по дуге радиусом R.

Высота водослива:

$$C_B = \nabla \text{ГВ} - \nabla \text{Дна} = 385 - 350 = 35 \text{ м.} \quad (6.31)$$

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 \cdot g}}. \quad (6.32)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 8345^2}{9,81 \cdot (160 + 7 \cdot 3)^2}} = 6,2 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 395 - 350 = 45 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Вычисляем отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}$ и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [27, таблица 9-10].

$$\xi_{m_0} = \frac{45}{6,2} = 7,26.$$

$$\varphi = 0,90.$$

По графику М.Д. Чертоусова [27, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ_c'' .

$$\xi_c = 0,297,$$

$$\xi_c'' = 2,435.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр}. \quad (6.34)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр}. \quad (6.35)$$

Таким образом:

$$h_c' = 0,297 \cdot 6,2 = 1,84 \text{ м.}$$

$$h_c'' = 2,435 \cdot 6,2 = 15,09 \text{ м.}$$

Глубина в НБ при $Q_{осн.мах} = 9270 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 12 \text{ м}$, ($h_c'' > h_{НБ}$), следовательно прыжок отогнанный. Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для водобросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение

энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.5 Гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду НБ:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin(2\alpha) \left(\sqrt[2]{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} \right) \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} + 1 \right) \quad (6.36)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

α – угол схода струи с трамплина, $\alpha = 30^\circ$;

φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 1$ в случае истечения в атмосферу при свободном полете струи.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}, \quad (6.37)$$

где $\nabla_{\text{НБ}} = 364$ м (при поверочном расходе $Q_{0,01} = 11661 \text{ м}^3/\text{с}$).

Отсюда:

$$Z_0 = 395 - 364 = 31 \text{ м.}$$

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Носка}}, \quad (6.38)$$

где $\nabla_{\text{Носка}}$ – отметка уступа.

$$\nabla_{\text{Носка}} = \nabla_{\text{НБ}} + 1,0 = 364,00 + 1,00 = 365,00 \text{ м.} \quad (6.39)$$

$$Z_1 = 395 - 365 = 30 \text{ м.}$$

Высота уступа над дном:

$$a = \nabla_{\text{Носка}} - \nabla_{\text{Дна}} = 365 - 350 = 15 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Коэффициент аэрации определяем в зависимости от числа Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H}, \quad (6.41)$$

где V_H – скорость потока на носке;

h_H – высота потока воды на носке.

$$V_H = \varphi \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 30} = 24,26 \text{ м/с.} \quad (6.42)$$

$$h_H = \frac{q}{V_H}. \quad (6.43)$$

$$q = \frac{Q_{расч}}{(1+n) \cdot b + n \cdot \delta_o} = \frac{8345}{(1+7) \cdot 20 + 7 \cdot 3} = 46,1 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.44)$$

$$h_H = \frac{46,1}{24,26} = 1,9 \text{ м.}$$

Отсюда:

$$Fr = \frac{24,26^2}{9,81 \cdot 1,9} = 31,57.$$

Так как $Fr < 35$, то $k_a = 1$.

$$L = 1 \cdot 30 \cdot 1^2 \cdot \sin(60^\circ) \left(\sqrt[2]{1 + \left(\frac{31}{30}\right) \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} + 1 \right) = 53,64 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из слабой скалы:

$$L > (0,5 - 0,6) \cdot Z_0, \quad (6.45)$$

$$53,64 \text{ м} > 31 \cdot 0,6 \text{ м}$$

Глубина ямы размыва:

$$h_{раз} = t - h_{НБ}, \quad (6.46)$$

где t – определяется по формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt[2]{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{НБ}}{d}} \cdot h_H. \quad (6.47)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{31,57}) \cdot \sqrt[2]{31,57} \cdot \sqrt[4]{\frac{12}{1}} \cdot 1,9 = 23,2 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$h_{раз} = 23,2 - 12 = 11,2 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1}, \quad (6.48)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{HB})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}. \quad (6.49)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 (0,5 \cdot 1,9 \cdot \cos 30^\circ + 15 - 12)}{24,26^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,71.$$

$$L_1 = 53,64 + \frac{23,2}{0,71} = 86,32 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размытого русла:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз}, \quad (6.50)$$

где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

$$b_p = 2,5 \cdot 6,2 + 3,7 \cdot 11,2 = 56,94 \text{ м.}$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, пример представлен на рисунке 6.1. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

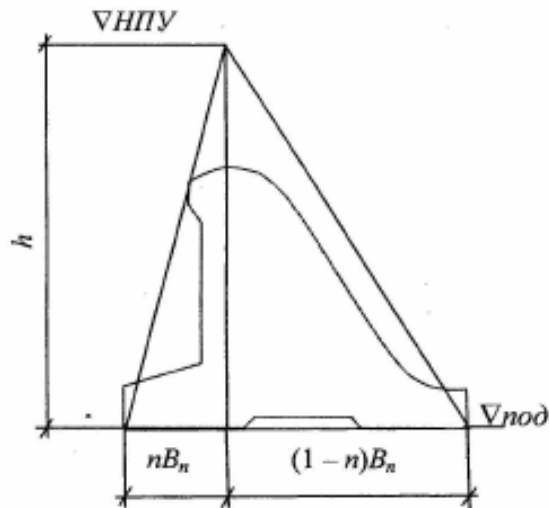


Рисунок 6.1 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём возможно появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.51)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$\rho_{\text{б}}$ и ρ_w – плотности бетона и воды, $\rho_{\text{б}} = 2400 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$, $\rho_w = 1000 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$.

Высота плотины:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 395 - 350 = 45 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Отметка подошвы:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дно}} = 350 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Таким образом:

$$B_n^I = \frac{45}{\sqrt{\frac{2400}{1000}(1-n) + n(2-n) - 0,5}},$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\tan \varphi \left(\frac{\rho_0}{\rho_w} + n - a_1 \right)}, \quad (6.54)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый для I класса сооружения 1,25 [28];

φ – угол внутреннего трения грунта основания, принимаем для песчаника $\tan \varphi = 0,6$ [29];

Таким образом:

$$B_n^{II} = \frac{1,25 \cdot 45}{0,6 \cdot \left(\frac{2400}{1000} + n - 0,5 \right)}.$$

Задаваясь различными значениями n , произведем расчёт (таблица 6.3) и построим графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ (рисунок 6.2).

Точка пересечения кривых позволяет определить ширину подошвы водосливной плотины. Точка пересечения определяется по рисунку 6.2 и таблице 6.3.

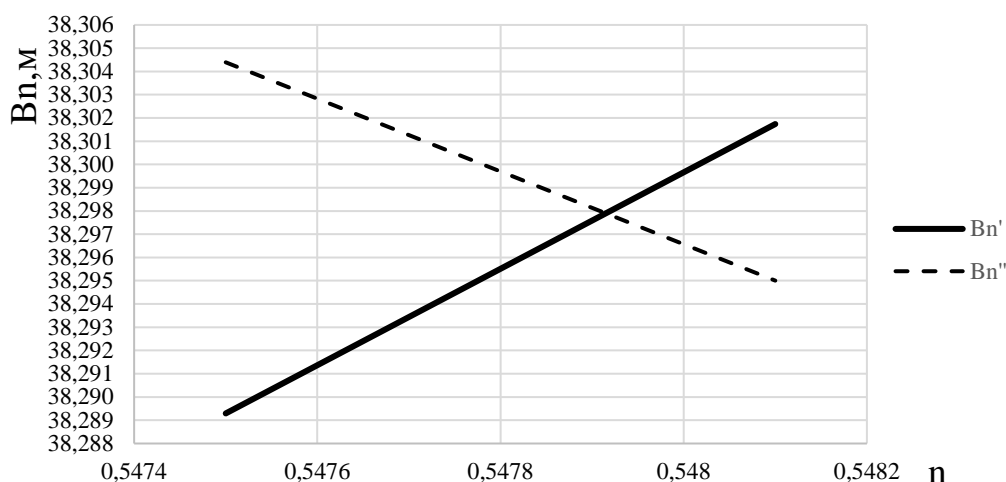


Рисунок 6.2 - Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Таблица 6.3 - Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	0,5475	0,5478	0,5479	0,5480	0,5481
BnI	38,289	38,296	38,298	38,300	38,302
BnII	38,304	38,300	38,298	38,297	38,295

Графики пересекаются в точке $n = 0,5479$ и ширина подошвы $B_n = 38,298$ м. Принимаем $B_n = 38,3$ м.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Разрезку швами производим по осям быков. Ширина одной секции 23 м. Уплотнение швов осуществляем в виде шпонок из асфальтовых материалов. [30, черт.5]

Температурные швы принимаем шириной 0,5 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, в внутри тела плотины 0,2 см.

Принимаем, что конструкция плотины подразумевает независимую работу отдельных секций, поэтому швы выполняются плоскими.

6.3.3 Быки

Принимаем разрезной бык толщиной $\delta_B = 3$ м. Разрезной бык состоит из двух полу быков. При этом толщину пазового перешейка быка назначаем 2 м. Оголовок быка выполняется полукруглым. Принимаем для плоского рабочего затвора ширину паза 0,9 м. Для ремонтных затворов со стороны ВБ пазы размещаем на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе. Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму.

На гребне проектируем однополосную автомобильную дорогу шириной 6 м, пешеходную дорожку шириной 1,4 м и место под кран 10 м.

6.3.4 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Галереи расположены через 10 м размером 2х2,5 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х4 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Диаметр скважин принимаем 20 см, расстояние между осями дрен 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верховой грани продольной галереи назначают при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.55)$$

где $I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины (для гравитационных плотин 25);

H_d – полный фильтрационный напор.

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{вхк}} = 395,00 - 351,25 = 43,75 \text{ м.} \quad (6.56)$$

$$a_{др} \geq \frac{43,75 \cdot 1,25}{25} = 2,18 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{др} = 2,2 \text{ м.}$

6.3.6 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

Вертикальную преграду фильтрационным потокам выполняем в виде цем. завесы.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 6.3.

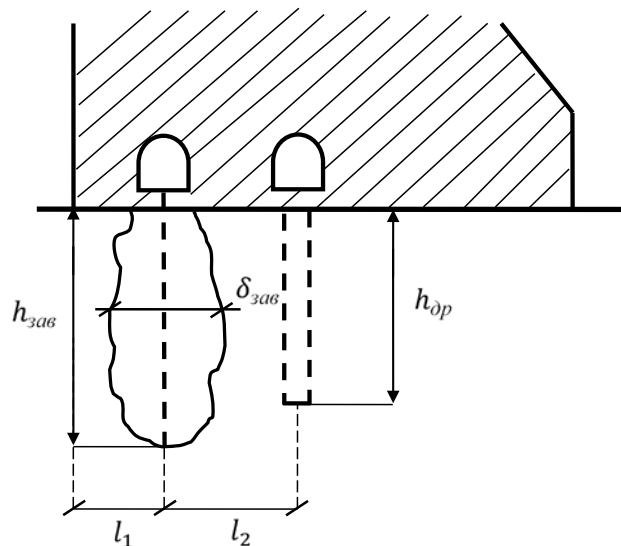


Рисунок 6.3 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Величина отступа цем. завесы от напорной грани:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_n, \quad (6.57)$$

где B_n - ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,07 \cdot 38,3 = 2,7 \text{ м.}$$

Расстояние l_2 принимается из условий:

$$l_2 > 4 \text{ м}, \quad (6.58)$$

$$l_2 > \frac{\delta_{зав}}{2}. \quad (6.59)$$

Принимаем $l_2 = 6 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d = 0,5 \cdot 43,75 = 21,9 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимаем 2 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} \geq \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.61)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{кр} = 15$ – критический градиент для завесы.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании [30, черт.7] находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{ас}, \quad (6.62)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;

$H_{ас}$ - напор на цем. завесе (рассчитано в п.6.4).

$$\Delta H = 43,75 - 17,5 = 26,25 \text{ м.}$$

$$\delta_{зав} \geq \frac{26,25}{15} \cdot 1,25 = 2,18 \text{ м.}$$

Принимаем $\delta_{зав} = 2,2 \text{ м.}$

Глубина дренажа:

$$h_{op} = (0,5 - 0,7) \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 21,9 = 11 \text{ м.} \quad (6.63)$$

6.4 Фильтрационные расчеты

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{НПУ} = 395$ м, нижнего бьефа - $\nabla_{УНБ_{\min}} = 351,25$ м, при пропуске расхода ВХК $Q_{ВХК} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$.

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании по [30, черт.7, таблица 5]. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (I класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.64)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2. \quad (6.65)$$

где H_{as} — напор на цем. завесе;

H_{dr} — напор на дренаже.

Зная величину $H_d = 43,75$ м, вычисляем из соотношений (6.68) и (6.69) H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 43,75 = 17,5 \text{ м.}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 43,75 = 8,75 \text{ м.}$$

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы определяются в программе AutoCAD.

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Устройство носка-трамплина значительно утяжеляет профиль плотины, поэтому для облегчения сооружения вырезаем часть бетона в районе носка.

Вес водосливной части плотины на единицу длины:

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot b \cdot \gamma_{\phi}}{b + \delta_{\phi}}, \quad (6.66)$$

где γ_{δ} – удельный вес бетона, $\gamma_w = 24 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$

$S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины, $S_{\text{пл}} = 880 \text{ м}^2$;

b – ширина пролета;

δ_{δ} – толщина быка.

$$G_{\text{пл}} = \frac{880 \cdot 20 \cdot 24}{20 + 3} = 18365 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес бычка плотины:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \gamma_{\delta}}{b + \delta_{\delta}}, \quad (6.67)$$

где S_{δ} – площадь поперечного сечения быка, $S_{\delta} = 1135 \text{ м}^2$.

$$G_{\delta} = \frac{1135 \cdot 3 \cdot 24}{20 + 3} = 3553 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_z \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.68)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi ПУ - \nabla ГВ + 0,5) \cdot b = (396 - 385 + 0,5) \cdot 20 = 230 \text{ м}^2. \quad (6.69)$$

$$Q_z = 0,055 \cdot 230 \cdot \sqrt{230} \cdot 9,81 = 1882 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_z = \frac{Q_z}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1882}{20 + 3} = 81,8 \text{ кН/м}. \quad (6.70)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2}, \quad (6.71)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - 350 = 395 - 350 = 45 \text{ м}$,

γ_w – удельный вес воды, $\gamma_w = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$.

$$T_{\text{в}} = \frac{10 \cdot 45^2}{2} = 10125 \text{ кН}.$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2}, \quad (6.72)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - 350,00 = 351,25 - 350,00 = 1,25 \text{ м}$.

$$T_{\text{н}} = \frac{10 \cdot 1,25^2}{2} = 7,81 \text{ кН}.$$

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Высота эпюры взвешивающего давления:

$$h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 351,25 - 350,00 = 1,25 \text{ м}. \quad (6.73)$$

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_w, \quad (6.74)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая, равная $47,9 \text{ м}^2$.

$$W_{\text{взв}} = 47,9 \cdot 10 = 479 \text{ кН}.$$

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления под плотиной:

$$W_{\text{ф}} = \gamma_w \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.75)$$

где $S_{\text{эн}}$ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна 290,8 м².

$$W_{\phi} = 10 \cdot 290,8 = 2908 \text{ кН.}$$

6.5.5 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$P_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right), \quad (6.76)$$

где γ_n - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$,
 φ_n - угол внутреннего трения наносов, равен 20°;
 h_n - толщина слоя наносов, 6 м.

$$P_n = 10 \cdot 6 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 29,4 \text{ кН.}$$

Равнодействующая активного давления наносов на 1 п.м длины плотины:

$$E_n = \frac{P_n \cdot h_n}{2} = (29,4 \cdot 6) / 2 = 88,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.77)$$

6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.78)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1 %-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,23^2}{12,07} = 0,39 \text{ м.} \quad (6.79)$$

Параметры волн определены в п.6.1.

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,23 \left(\frac{12,07}{3,14} + \frac{0,39}{2} \right) = 24,83 \text{ кН.}$$

Плечо силы $W_{волн}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,07}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,23 = 1,46 \text{ м.} \quad (6.80)$$

6.6 Расчет прочности плотины

Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

6.6.1 Определение напряжений для основного расчетного случая

В курсовом проекте оценка общей прочности плотины проводится в сечении по ее подошве на отметке 350,00 м.

Для удобства расчёта составлена таблицу 6.4, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.4 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	Значение, кН	γ_f	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T_v	10125	1,0	10125	15,00	151875,00
T_n	7,81	1,0	7,81	0,42	-3,28
G_b	3553	0,95	3375,39	7,40	-24977,90
$G_{пл}$	18365	0,95	17446,96	4,30	-75021,91
$W_{взв}$	479	1,0	479	0,00	0,00
$W_{ф}$	2908	1,0	2908	9,10	26462,80
E_n	88,2	1,2	105,84	2,00	211,68
$W_{волн}$	24,83	1,0	24,83	43,54	1081,10
q_z	81,8	0,9	73,62	16,1	-1185,25
		Σ	17508,97	Σ	78442,21

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполняют по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2}, \quad (6.81)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, равна $78442,21 \text{ кН} \cdot \text{м}$;

B_d – ширина подошвы плотины, равна $38,3 \text{ м}$.

$$N = G_b + G_{nl} - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + q_3 = 3375,39 + 17446,96 - 479 - 2908 + 81,8 = 17508,97 \text{ кН}. \quad (6.82)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{17508,97}{38,3} + \frac{6 \cdot 78442,21}{38,3^2} = -136,3 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.83)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = 45 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$H_d^t = 1,25 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_u = \text{ctg} 90^\circ = 0, \quad (6.84)$$

$$m_t = \text{ctg} 50^\circ = 0,83. \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^u = -134,12 \cdot 0^2 - 10 \cdot 45 \cdot (1 - 0,83^2) = -450 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 45 - 136,3) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -136,3 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 45 \cdot 0^2 = -136,3 \text{ кН/м}^2. \quad (6.87)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 45 = -450 \text{ кН/м}^2. \quad (6.88)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_b} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_b^2} = -\frac{17508,97}{38,3} - \frac{6 \cdot 78442,21}{38,3^2} = -778 \text{ кН/м}^2. \quad (6.89)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -778 \cdot 0,83^2 - 10 \cdot 1,25 \cdot (1 - 0,83^2) = -539,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.90)$$

$$\tau_{xy}^t = (\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 1,25 - 778) \cdot 0,83 = 635,3 \text{ кН/м}^2. \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 1,25 = -12,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

$$\begin{aligned}\sigma_3' &= \sigma_y' \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -778 \cdot (1 + 0,83^2) + 10 \cdot 1,25 \cdot 0,83^2 = \\ &= -1305,36 \text{ кН/м}^2.\end{aligned}\quad (6.93)$$

Расчёт краевых напряжений сведу в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 - Краевые напряжения

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-136,3	-778
σ_x	-450	-539,8
τ_{xy}	0	635,3
σ_1	-136,3	-12,5
σ_3	-450	-1305,36

6.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b. \quad (6.94)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению для 1 класса сооружений [22];

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{lc} = 1$ [22];

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1$ [22].

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1305,36}{1}. \quad (6.95)$$

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 1631,7 \text{ кН/м}^2$$

Таким образом, бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ и величина главного напряжения σ_3 удовлетворяют условию (6.98).

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y'' < 0, \quad (6.96)$$

$$-136,3 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.97)$$

$$136,3 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 45 = 112,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.6.3 Расчет устойчивости плотины на сдвиг

Оценка устойчивости плотины на сдвиг производится по формуле предельного состояния:

$$\gamma_{lc} \cdot F_p \leq \frac{R \cdot \gamma_{cd}}{\gamma_n}, \quad (6.98)$$

где F_p – расчетная равнодействующая сдвигающих сил;
 R – несущая способность сооружения.

$$R = (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.99)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,6$ – коэффициент трения для грунта основания (песчаник);
 c – коэффициент сцепления;
 ω – площадь сцепления.

$$R = (17446,96 + 3375,39 - 479 - 2908 + 73,62) \cdot 0,6 + 80 \cdot 38,3 = 13607,7 \text{ кН/м.}$$

$$F = T_{\phi} - T_n + W_{волн} + E_n = 10125 - 7,81 + 24,83 + 105,84 = 10247,86 \text{ кН/м.} \quad (6.100)$$

Таким образом, условие на сдвиг будет выглядеть:

$$\gamma_n \leq \frac{\gamma_{cd} \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F_p}, \quad (6.101)$$

$$1,25 \leq 0,95 \cdot 13607,7 / (1 \cdot 10247,86)$$

$$1,25 < 1,26.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости на сдвиг.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Требования по охране труда и техники безопасности

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Забайкальской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организовывает работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организовывает и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно-правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда, таких как:

- ГОСТ 12.0.230-2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169-ст (ред. от 31.10.2013);
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н (изм. на 19.02.2016 г);
- РД 153-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

На Забайкальской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Основная цель улучшения условий труда - обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Забайкальской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153-34-03.205-2001 «Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1-1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400° С).

На Забайкальской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.2 Пожарная безопасность

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о "Пожарной безопасности", государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Так как территория будущего гидроузла находится в малонаселенной зоне, предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта, автоматическим пуском системы пожаротушения.

Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально

установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах ТДЦ-80000/220.

Разработаем установку пожаротушения для шести трансформаторов ТДЦ-80000/220, расположенных у здания ГЭС, с площадью защищаемой поверхности $F_з = 160 \text{ м}^2$.

Согласно ПУЭ, трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций и у зданий ГЭС оснащаются автоматическими установками пожаротушения.

АУВП трансформатора включает установку водяного пожаротушения (УВП) и систему ее автоматического управления (САУ)

УВП трансформаторов состоит из водопитателя, системы трубопроводов с отдельными секциями. Каждая секция УВП состоит из подводящего трубопровода, запорно-пускового устройства (ЗПУ) и сухо-трубной системы, состоящей из питательного трубопровода и сети распределительных трубопроводов с дренчерными оросителями.

Согласно РД 34.15.109 –91 «Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов», для защиты трансформаторов распыленной водой следует применять дренчерные оросители типа ОПДР-15 с площадью орошения $F_0 = 12 \text{ м}^2$. Расположение оросителей должно обеспечивать орошение распыленной водой защищаемой поверхности с интенсивностью не менее $0,2 \text{ л/с} \times \text{м}^2$.

Минимальное количество оросителей:

$$n = F_з \cdot 0,2 / q = 160 \cdot 0,2 / 4 = 8 \text{ шт}, \quad (7.1)$$

где n – минимальное необходимое для тушения пожара количество оросителей [шт];

$F_з = 160 \text{ м}^2$ - защищаемая оросителями площадь поверхности;

$0,2$ - нормативная интенсивность орошения [$\text{л/с} \times \text{м}^2$];

q -расход воды, подаваемый через ороситель, принимаем 4 л/с , при $H = 30 \text{ м}$.

Необходимое количество оросителей:

$$n = F_з / F_0 = 160 / 12 = 13,3 \text{ шт}, \quad (7.2)$$

Принимаем $n = 14 \text{ шт}$.

Суммарный расход оросителей:

$$Q = n \cdot q = 14 \cdot 4 = 56 \text{ л/с} = 0,056 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (7.3)$$

Расчетное время пожаротушения одного трансформатора, согласно РД 34.15.109 – 91, составляет $t = 10$ мин. Запас воды должен обеспечивать бесперебойную работу АУВП в течение 30 минут = 1800 с.

Общий запас воды:

$$V = 0,056 \cdot 1800 = 100,8 \text{ м}^3. \quad (7.4)$$

Согласно РД 34.15.109 - 91, емкость водонапорного бака должна приниматься не менее 3 м³. В данном расчете условие выполняется.

7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Забайкальского ГУ

7.3.1 Воздействия на природную среду в строительный период

При строительстве Забайкальского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

В данный период нарушается естественный ландшафт местности. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями – частицами песка, глины и т. п. Возможно загрязнение воды коммунально-бытовыми стоками строительного посёлка. Созданное водохранилище приводит к климатическим изменениям. В первые годы после заполнения водохранилища в нем появляется много разложившейся растительности, а "новый" грунт может резко снизить уровень кислорода в воде. Гниение органических веществ может привести к выделению огромного количества парниковых газов - метана и двуокиси углерода. Также на этапе строительства существуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, например, при сжигании топлива в ДВС автотранспорта в атмосферу поступают: диоксид и оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, керосин, бензин нефтяной. Неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы специальным образом.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

- 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
 - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
 - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля
- 2 Санитарно- технические
 - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
 - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
 - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
 - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
 - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
 - 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
 - 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
 - 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
 - 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3.2 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.5)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (951372 м³),
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$),
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{951372 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 42812 \text{ т}.$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.6)$$

где N - количество арматуры, т (120 т)
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = \frac{120 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,4 \text{ т}.$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 42812 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,4 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.3.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г (изм. 13 июля 2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.3.4 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Проектируемая Забайкальская ГЭС расположена на территории Забайкальского края. Плотность населения в этом районе Российской Федерации невысока 2,52 чел./км². В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится город Могоча, население которого составляет 13 526 человек на 2017 г. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 20 тыс. км², в том числе 0 га сельскохозяйственных земель, 20 тыс. га лесопокрытой площади. На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты и населенные пункты.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входит:

- санитарная очистка территорий кладбищ, расположенных в пределах затопления;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.3.5 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 -ФЗ от 3.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохраной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчётов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохраной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохраной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохраной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навоз содержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горюче смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохраной зоне запрещается:

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

7.3.6. Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного,

гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1. Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
2. Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
3. Сточные производственные воды сбрасывать в водоем незагрязненными;
4. Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать;
5. Твердые осадки из отстойников вывозить на свалки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;
- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязненных вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязненных вод и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии потребителям – естественное продолжение процесса производства электрической энергии. Генерирующие компании осуществляют выработку и реализацию электроэнергии сбытовым организациям либо крупным конечным потребителям – участникам оптового рынка.

Программа производства и реализации электроэнергии рассчитывается в соответствии с графиком ввода мощности и заданным режимом работы энергообъекта.

Объем продаж определяется, как произведение ожидаемого натурального объема реализации внешним потребителям, на соответствующую цену. Объемы продаж в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	402,00	402,00	402,00	402,00
Число часов использования установленной мощности	ч	3507,00	3507,00	3507,00	3507,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1409814,00	1409814,00	1409814,00	1409814,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,30	1,30	1,30	1,30
Расходы электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1125,60	1125,60	1125,60	1125,60
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1349594,40	1349594,40	1349594,40	1349594,40
Тариф на электроэнергию	руб./МВт·ч	1077,00	1110,00	1143,00	1175,00
Выручка от реализации электроэнергии	тыс.руб.	121126,10	124837,48	128548,87	132147,79
НДС к выручке	тыс.руб.	18476,86	19043,01	19609,15	20158,14

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;

- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости объектов основных средств, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости и стоимости объектов незавершенного строительства на конец планируемого периода) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 288 месяцев, период окупаемости 81 месяц.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Фонд оплаты труда	255,20	102,59
Прочие расходы	274,00	110,15
Итого	529,20	212,74

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	Величина, %
От 1 до 5	0,04
От 6 до 15	0,06
От 16 до 25	0,08
Свыше 25	0,10

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года (таблица 8.4).

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО "СО ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	54,42
ОАО «АТС»	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	38,10
ОАО «ЦФР»	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	11,05
Итого		59,34

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Шилка, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	171,82	171,82	171,82	171,82
Расходы на страхование, млн. руб.	48,47	46,82	45,17	43,52
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	212,74	212,74	212,74	212,74
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	3,03	2,93	2,82	2,72
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	59,34	59,34	59,34	59,34
Налог на воду, млн. руб.	16,67	16,67	16,67	16,67
Итого, млн. руб.	512,06	510,31	508,56	506,80

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет.

Учитываются следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	586,22	606,97	628,88	649,08
НДС, млн.руб.	586,91	604,91	623,95	641,45
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	7,51	7,51	7,51	7,51
Налог на имущество, млн.руб.	112,02	108,24	104,46	100,68
Итого	1292,65	1327,63	1364,80	1398,72

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии, является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль. Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Скорректированная сумма прибыли в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	3269,47	3368,89	3475,23	3571,62
Текущие расходы, млн.руб.	512,06	510,31	508,56	506,80
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	2757,41	2858,58	2966,67	3064,82
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	551,48	571,72	593,33	612,96
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	2205,93	2286,86	2373,34	2451,85
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

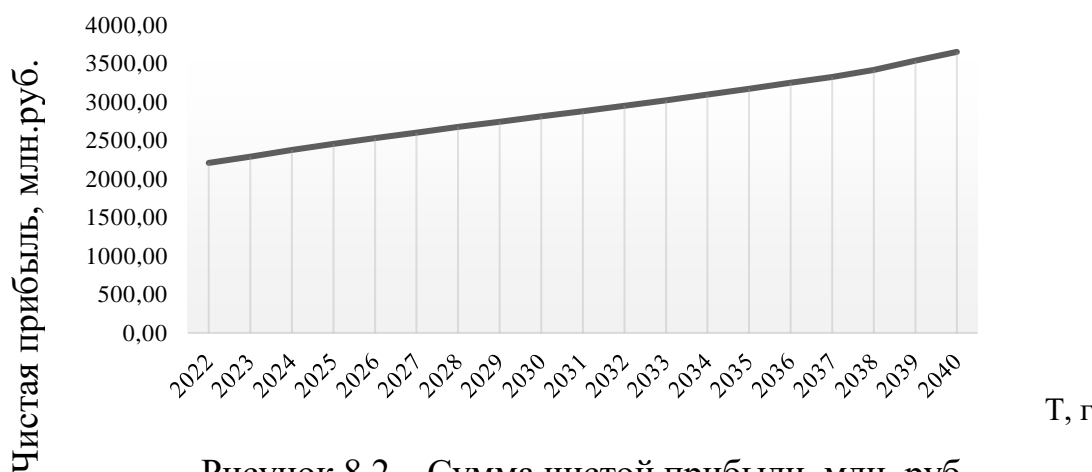


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.»).

8.5.1 Методология, исходные данные оценки инвестиционного проекта

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Забайкальской ГЭС на реке Шилка мощностью 402 МВт составляет 20 лет;

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Забайкальской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Забайкальской ГЭС на реки Шилка мощностью 402 МВт.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес.	81,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	11 557, 93
Индекс прибыльности – PI	1,81
Себестоимость руб./кВт·ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб./кВт	105849,1

Для реализации данного проекта потребуется кредит суммой 5330,81 млн. рублей на срок кредитования 84 месяца.

8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления, млн. руб.	1309,37	1344,35	1381,51	1415,44
В Федеральный бюджет, млн. руб.	1189,79	1228,55	1269,50	1307,20
В региональный бюджет, млн. руб.	112,02	108,24	104,46	100,68

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

9 Особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности

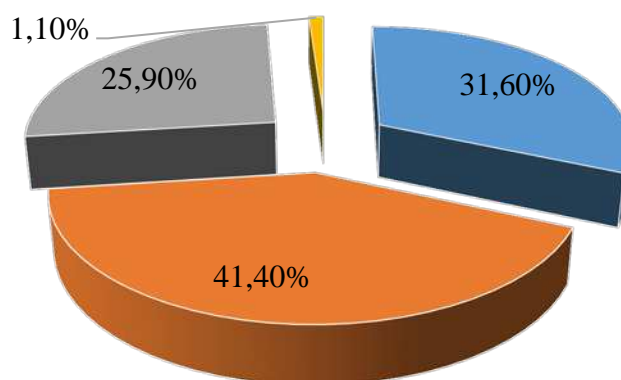
Оптовый рынок электроэнергии и мощности – сфера обращения особых товаров (электрической энергии и мощности) в рамках Единой энергетической системы России (ЕЭС России) в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также других лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с Федеральным Законом № 35 от 26.03.2003 (ред. от 28.12.2016 г.). Правила работы оптового рынка утверждены постановлением правительства Российской Федерации № 1172 от 27.12.2010 (ред. от 18.05.2017).

9.1 Экономическая характеристика региона

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Забайкальского края, представлена в таблице 9.1 и в графическом виде на рисунке 9.1.

Таблица 9.1 – Структура установленной мощности на территории Забайкальского края по состоянию на 2017 г.

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
Филиал ПАО «ТГК-14» – «Читинская генерация», всего	500,80	31,6
в т.ч.		
Читинская ТЭЦ-1	452,80	28,6
Читинская ТЭЦ-2	12,00	0,75
Шерловогорская ТЭЦ	12,00	0,75
Приаргунская ТЭЦ	24,00	1,5
Филиал АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» – «Харанорская ГРЭС»	665,00	41,4
Прочие поставщики ОРЭМ всего, в т.ч.	410,00	25,9
ТЭЦ ОАО «ППГХО»	410,00	25,9
Станции промпредприятий всего, в т.ч.	18,00	1,1
ООО «Первомайская ТЭЦ»	18,00	1,1
Энергосистема, всего, в т.ч.	1583,8	100



- Филиал ПАО «ТГК-14» - «Читинская генерация»
- Филиал АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» – «Харанорская ГРЭС»
- ТЭЦ ОАО «ППГХО»
- ООО «Первомайская ТЭЦ»

Рисунок 9.1 – Структура установленной электрической мощности электростанций Забайкальского края по состоянию на 2017 г.

9.2 Анализ динамики производства и потребления электроэнергии энергосистемы Забайкальского края

Согласно Приказу Минэнерго России от 01.03.2016 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы», был проведен анализ динамики производства и потребления ЭС Забайкальского края. Результаты представлены в таблице 9.2, 9.3 и на рисунке 9.2, 9.3.

Региональная структура перспективных балансов мощности ЭС Забайкальского края построена с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировки с высокой вероятностью реализации.

Таблица 9.2 – Региональная структура перспективных балансов мощности ЭС Забайкальского края на 2015-2022 годы

Год	Факт		Прогноз					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность, МВт	1258,0	1266,0	1275,0	1285,0	1290,0	1293,0	1297,0	1300,0
Покрытие, МВт	1583,8	1583,8	1593,8	1623,8	1623,8	1623,8	1623,8	1623,8

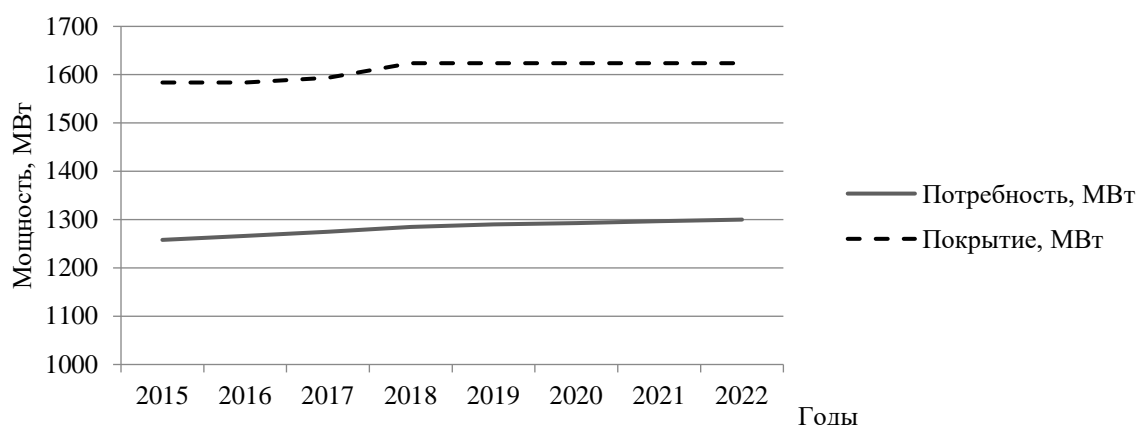


Рисунок 9.2 – Региональная структура перспективных балансов мощности ЭС Забайкальского края на 2012-2019 годы, МВт

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ЭС Забайкальского края представлена с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 – 2022 годы.

Таблица 9.3 – Динамика производства и потребления электроэнергии ЭС Забайкальского края за 2015-2022 годы

Год	Факт		Прогноз					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление ЭЭ, млрд. кВт·ч	7,753	7,795	7,814	7,877	7,926	7,979	7,984	8,009
Производство ЭЭ, млрд. кВт·ч	7,225	7,246	6,467	6,526	6,623	6,704	6,761	6,833

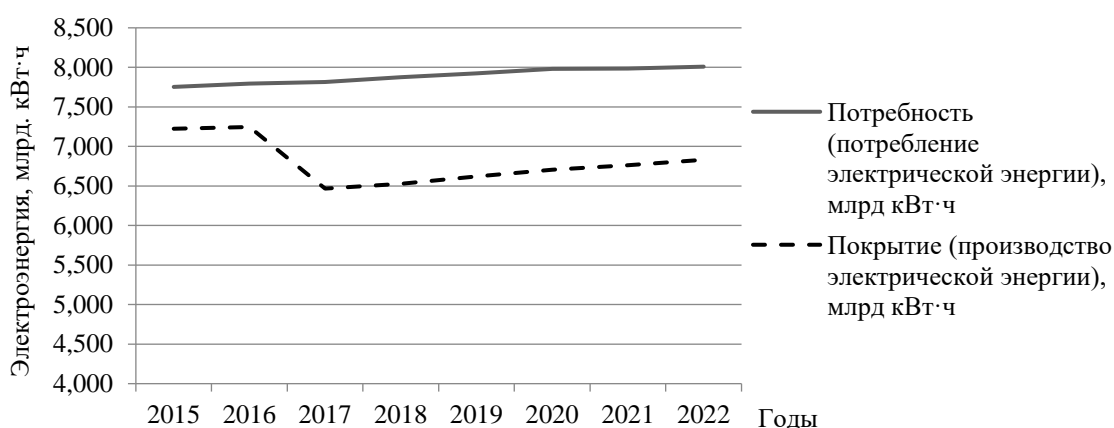


Рисунок 9.3 – Динамика производства и потребления электроэнергии ЭС Забайкальского края за 2015-2022 годы, млрд.кВт·ч

Исходя из рисунка 9.3 из-за недостаточного развития мощностей и ввода крупных энергоемких потребителей в Забайкальской энергосистеме прогнозируется образование дефицита электроэнергии.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности по Забайкальскому краю до 2020 года обусловлен в первую очередь развитием горнодобывающей,

транспортной и топливно-энергетической отраслей. Будут осваиваться минерально-сырьевые ресурсы юго-востока и севера Забайкальского края (медь, золото, вольфрам, молибден, железо, серебро, цинк, свинец, титан, уголь и другие). Предусматривается освоение крупнейших рудных месторождений и строительство на их основе горнообогатительных комбинатов. Значимой отраслью останется добыча и переработка урановых руд.

Перечень и размещение объектов электроэнергетики на территории Забайкальского края до 2020 года представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Перечень и размещение объектов электроэнергетики на территории Забайкальского края до 2022 года, МВт

Наименование потребителя, заявитель	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Озерный ГОК, ООО «Озерный ГОК»	1,5	3,2	10,0	25,0	35,0	
Удоканский ГОК, ООО «Байкальская горная компания»	15,0	5,0	5,0	6,3	6,3	6,3
Бугдаинский ГОК, ООО «Бугдаинский рудник»				0,6	0,6	0,6
Быстринский ГОК, ООО «ГРК Быстринское»	3,6	15,0	19,2	18,8	12,8	10,0
Месторождение Нойон-Тологой, ООО «Байкалруд»					22,1	15,0
Горно-металлургический комбинат Тасеевский, ООО «Тасеевское»	1,2	11,0	15,7			
Золоторудное месторождение «Омчак», ЗАО «Золоторудная компания «Омчак»	1,1	1,5	2,0	1,5		
Рудник Александровский, ЗАО «Рудник Александровский»		3,0				
Электрификация участка железной дороги «Южный ход», ОАО «РЖД»					12,9	
Электросетевой комплекс железной дороги Нарын-Лугокан, ФГУП «Единая группа заказчика Федерального агентства железнодорожного транспорта»			10,0			
Электросетевой комплекс аэродрома «Степь», Министерство обороны РФ	4,0	4,0				
Рудник Апрельково, ЗАО «Рудник Апрельково»	5,8					
ИТОГО	32,2	42,7	61,9	52,2	89,7	31,9

Таким образом строительство Забайкальской ГЭС необходимо для покрытия дефицита электроэнергии в регионе. С учетом планируемого до 2020 года роста потребления, как в энергосистеме Забайкальского края, так и в объединенной энергосистеме Сибири, обеспечение электроснабжения потребителей Забайкальского края за счет перетоков мощности из ОЭС Сибири будет ограничено. В этом случае развитие собственной генерации обеспечит не только электроснабжение потребителей Забайкальской энергосистемы, но и поможет разрешить балансовую ситуацию в ОЭС Сибири. Также может быть реализован экспорт электрической энергии и мощности в Китай.

9.3 Состав ОРЭМ

9.3.1 Порядок получения статуса субъекта оптового рынка

В соответствии с постановлением от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (с изменениями на 18 мая 2017 г.) Забайкальская ГЭС включается в реестр субъектов оптового рынка по решению наблюдательного совета рынка.

Для получения статуса субъекта оптового рынка предъявляются следующие требования, которым должна удовлетворять Забайкальская ГЭС:

1. Соответствие следующим количественным характеристикам, с использованием которых Забайкальская ГЭС планирует участие в торговле на оптовом рынке:

- поставщик электрической энергии владеет на праве собственности или на ином законном основании генерирующим оборудованием, установленная генерирующая мощность которого составляет не менее 5 МВт, или обладает правом продажи электрической энергии и мощности, производимой на указанном генерирующем оборудовании, коим и является Забайкальская ГЭС, имеющая установленную мощность 402 МВт.

2. Проведение следующих мероприятий технического характера:

- Оснащение каждой точки (группы точек) поставки, с использованием которой Забайкальская ГЭС планирует участвовать в торговле на оптовом рынке, средствами измерений, обеспечивающими сбор, обработку и передачу организации коммерческой инфраструктуры данных коммерческого учета и соответствующими определенным настоящими Правилами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка требованиям;

- Оборудование системой связи, обеспечивающей передачу системному оператору данных, необходимых для осуществления централизованного оперативно-диспетчерского управления в пределах ЕЭС России, и соответствующей техническим параметрам, предусмотренным договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, с соблюдением сроков введения в действие этих требований.

3. согласование с системным оператором и Забайкальской ГЭС группы точек поставки, с использованием которой Забайкальская ГЭС планирует участвовать в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке.

9.3.2 Рынок электроэнергии

Забайкальская ГЭС является производителем двух товаров – электроэнергии и мощности. Несмотря на их взаимосвязь, на ОРЭМ они рассматриваются, как отдельные виды продукции. Электроэнергия в каждый час времени имеет свою уникальную цену, определяемую множеством факторов: время суток, сезонность, структура генерирующих мощностей в энергосистеме, спрос и т.д.

В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, Забайкальский край входит в состав второй ценовой зоны – зоны Сибири.

На оптовом рынке электроэнергии параллельно функционируют несколько секторов, которые различаются условиями заключения сделок и сроками поставки:

- рынок двусторонних договоров, на котором торговля электрической энергией осуществляется по регулируемым (РД) и свободным двусторонним договорам (СДД).

- рынок на сутки вперед (РСВ), на котором осуществляется покупка или продажа лишних, или недостающих объемов планового почасового производства/потребления электроэнергии относительно объёмов регулируемых договоров.

- балансирующий рынок (БР) – рынок отклонений фактического почасового производства и потребления электроэнергии от планового торгового графика, предназначенный для обеспечения баланса производства и потребления в реальном времени.

9.3.3 Рынок мощности

Реализация мощности представляет собой обязательство обеспечения наличия функционирующего генерирующего оборудования с заданными параметрами, а также поддержание этого оборудования в состоянии готовности к выработке электроэнергии. Отбор поставщиков мощности производится Системным оператором на основе конкурентного отбора ценовых заявок на продажу мощности, которая может осуществляться по свободным двусторонним договорам с одновременной продажей электроэнергии на конкурентном рынке либо тарифным способом по цене, указанной поставщиком в ценовой заявке с одновременной продажей электроэнергии по тарифу, устанавливаемому Федеральной службой по тарифам. Порядок определения цен устанавливается Правилами оптового рынка и Постановлением Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. N 238 "Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности".

Долгосрочные КОМ на 2017–2019 годы проведены с учетом изменений модели конкурентного отбора мощности, утвержденных постановлением Правительства РФ от 27.08.2015 №893 «Об изменении и о признании

утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности».

На территории энергосистемы Забайкальского края не поставляют мощность по условиям конкурентного отбора мощности в 2017 году (КОМ) по причине отнесения их к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме (ВР), следующие электростанции:

- Филиал «Харанорская ГРЭС» – АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» (Блок 1, Блок 2);

- Читинская ТЭЦ-1 электростанция филиала ПАО «ТГК-14»-«Читинская генерация»;

- Шерловогорская ТЭЦ филиала ПАО «ТГК – 14» – «Читинская генерация»;

Электростанции, которые поставляют мощность в 2017 году по результатам КОМ по предельной цене КОМ:

- Читинская ТЭЦ-2 филиала ПАО «ТГК – 14» – «Читинская генерация»;

- ТЭЦ ППГХО (ОАО «ППГХО»).

Для реализации полноценного участия в конкурентном отборе мощности оборудования, ранее поставляющего мощность в вынужденном режиме, необходимо проведение комплексных мер по реконструкции оборудования с возможной заменой исчерпавших свой ресурс мощностей.

9.3.4 Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка

В состав генерирующего оборудования Забайкальской ГЭС входят 6 гидроагрегатов, установленной мощностью 67 МВт. Генерирующее оборудование Забайкальской ГЭС признается готовым к выработке электроэнергии при выполнении следующих требований:

1. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ);

2. СО подтверждено обеспечение предоставления диапазона регулирования реактивной мощности;

3. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (вторичное регулирование), а также использования при автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (АВРЧМ), если это оборудование расположено на ГЭС установленной мощностью более 100 МВт;

4. Участником оптового рынка обеспечена работа генерирующего оборудования в соответствии с заданным СО технологическим режимом работы, включая соблюдение минимального и максимального почасовых значений

мощности, параметров маневренности генерирующего оборудования, в том числе скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при участии в суточном регулировании и времени включения в сеть генерирующего оборудования, а также иных параметров в соответствии с Правилами оптового рынка.

5. СО подтверждено, что в отношении генерирующего оборудования участником оптового рынка выполнены технические требования к системе обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО.

9.4 Риски проекта строительства Забайкальской ГЭС

Риск проекта – это степень опасности для успешного осуществления проекта, которая измеряется частотой, вероятностью возникновения того или иного уровня потерь.

Неудачный исход проекта имеет место при следующих ситуациях:

- упущена выгода;
- убыток;
- отсутствие результата;
- недополучение дохода или прибыли.

По финансовым последствиям все риски подразделяются на следующие группы:

- риск, влекущий только экономические потери. При этом виде риска финансовые последствия могут быть только отрицательными (потеря дохода или капитала);
- риск, влекущий упущенную выгоду. Он характеризует ситуацию, когда предприятие в силу сложившихся объективных и субъективных причин не может осуществить запланированную финансовую операцию;
- риск, влекущий как экономические потери, так и дополнительные доходы – «спекулятивный финансовый риск» (риск реализации реального инвестиционного проекта, доходность которого в эксплуатационной стадии может быть ниже или выше расчетного уровня).

Существование риска непосредственно связано с неопределенностью. Неопределенность предполагает наличие факторов, при которых результаты действий не являются определенными, а степень возможного влияния этих факторов на результаты неизвестна; это неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности, который позволит определить насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного из исходных параметров проекта.

Проанализируем изменение NPV по следующим параметрам: ставке налогов, объему инвестиций, цене сбыта в диапазоне от -50 – 50 %. Пределы изменений факторов определяются экспертно и согласуются при разработке проекта. Результаты представлены на рисунках 9.4 – 9.6.

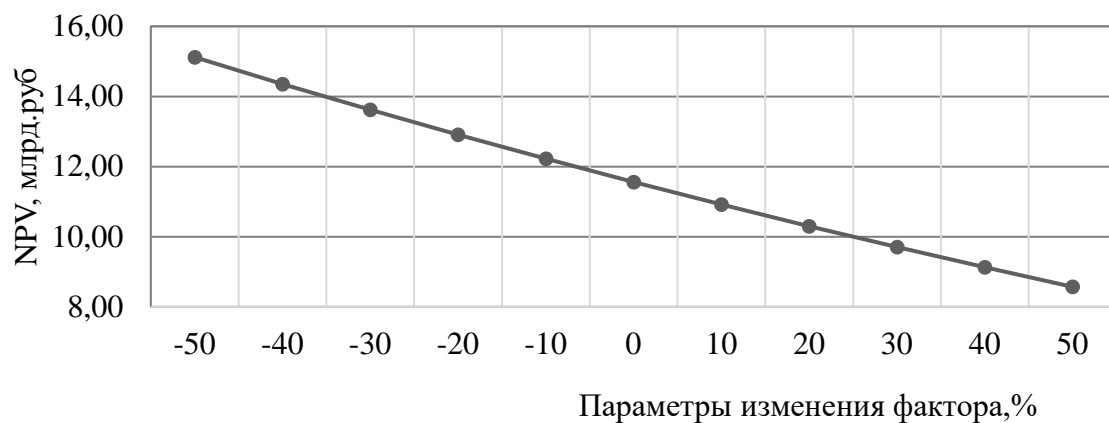


Рисунок 9.4– Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов, млрд. руб.

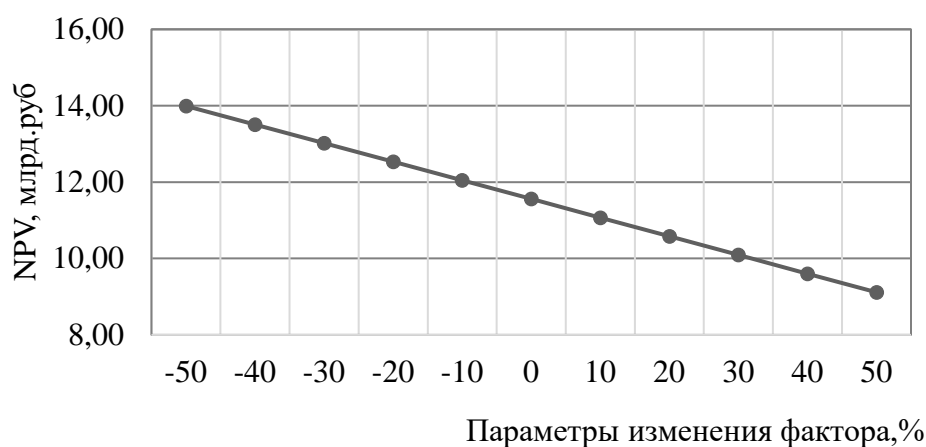


Рисунок 9.5 – Изменение NPV от в зависимости от изменения объёма инвестиций, млрд. руб

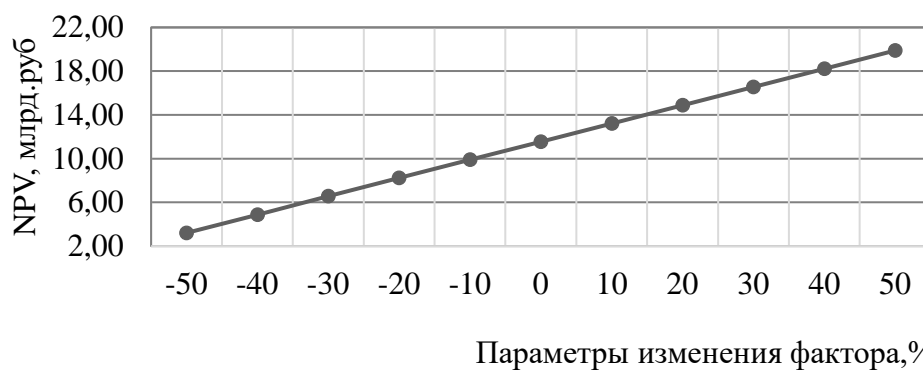


Рисунок 9.6 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта, млрд. руб

Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от ставки дисконтирования представлено на рисунке 9.7.

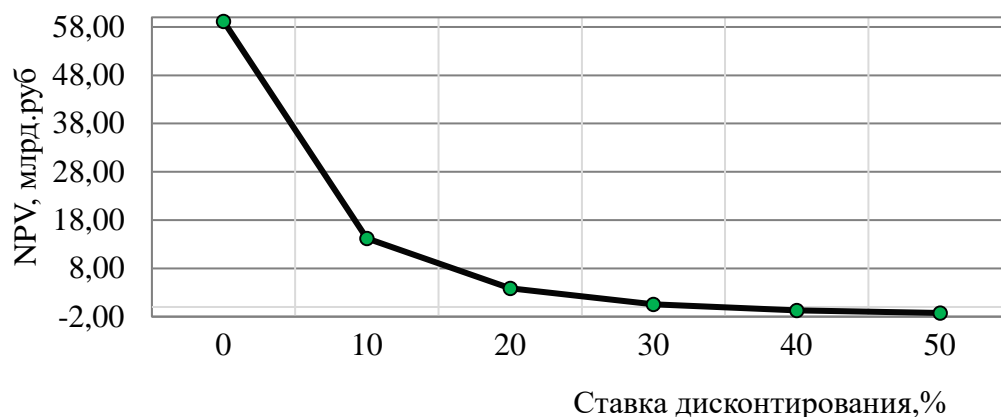


Рисунок 9.7 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, млрд. руб

Анализ чувствительности показал, что увеличение ставки налогов, объема инвестиций, ставки дисконтирования негативно сказываются на величину NPV – приводят к его уменьшению. В то время как с увеличением цены сбыта величина NPV также возрастает.

9.5 Анализ изменений проекта Забайкальской ГЭС

Проверим устойчивость проекта на одновременное изменение нескольких экономических факторов.

В результате анализа были произведены следующие изменения:

1. Ставка дисконтирования с 11,6% до 30%.
2. Взносы во внебюджетные фонды с 34% от ФОТ до 22% от ФОТ.
3. НДС с 18% до 10%.
4. Стоимость бетонных работ увеличилась с 3 млрд. руб до 300 млрд. руб.
5. Налог на воду с 4,8 руб. на 1 тыс. кВт·ч до 13 руб. на 1 тыс. кВт·ч.

Результаты до изменений факторов и с учетом изменений приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Результаты анализа изменений

Наименование	Параметры до изменения				Параметры после изменения			
	2020	2025	2030	2040	2020	2025	2030	2040
Амортизационные отчисления, млн. руб.	126,82	171,82	171,82	171,82	2828,72	2873,72	2873,72	2773,09
Расходы на страхование, млн. руб.	43,43	43,52	35,27	35,27	2592,95	2463,35	2325,41	2050,70
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	106,37	212,74	212,74	212,74	106,37	212,74	212,74	212,74
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	1,81	2,72	2,20	2,20	108,04	153,96	145,34	170,89
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	29,67	59,34	59,34	59,34	29,67	59,34	59,34	59,34
Налог на воду, млн. руб.	7,80	16,67	16,67	16,67	21,12	45,15	45,15	45,15
Итого, млн. руб.	315,89	506,80	498,04	498,04	5686,87	5808,26	5661,70	5311,92

Себестоимость электроэнергии повысилась с 0,15 руб./кВт·ч до 1,62 руб./кВт·ч, общая сумма затрат возросла в 10 раз в результате увеличения стоимости бетонных работ и ставки налога на воду.

Амортизационные отчисления выросли на 2701 млн. руб., расходы на страхование увеличились в 50 раз, что обусловлено увеличением стоимости бетонных работ. Затраты на налог на воду увеличились на 70%, в результате повышения его ставки.

Взносы в социальные фонды сократились на 35,29 % входе изменения процента отчислений от ФОТ.

В целом при данных изменениях проект окажется убыточным, поэтому следует с осторожностью относиться к росту капитальных вложений и инвестиций в строительство, так как это может привести к резкому росту себестоимости электроэнергии.

9.6 Анализ безубыточности проекта Забайкальской ГЭС

Анализ безубыточности показывает, что произойдет с прибылью при изменении объема производства, цены и основных параметров затрат.

При построении модели делается допущение о неизменности переменных издержек и цены реализации единицы продукции, в результате чего зависимость выручки от реализации и общих затрат от изменения объема производства и реализации имеет линейный характер (рисунок 9.8).

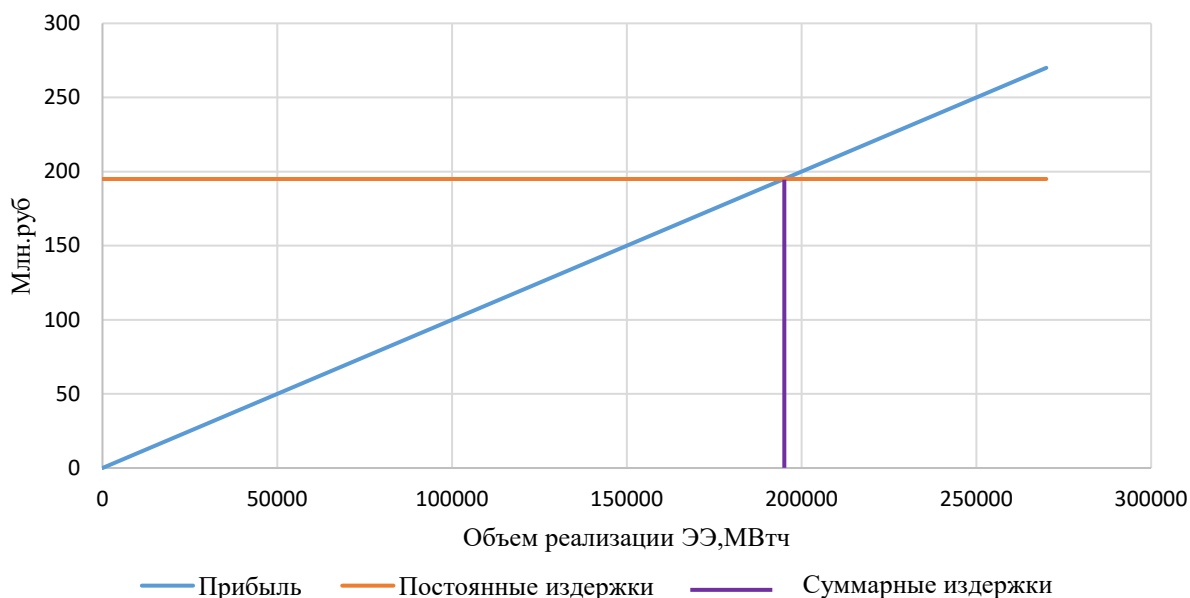


Рисунок 9.8 – Точка безубыточности (электроэнергия за 2022 г.по продуктам), руб.

Из рисунка 9.8 видно, что точка безубыточности располагается на пересечении прямой суммарных издержек и прямой выручки от реализации продукции. Правее этой точки располагается зона прибыли, левее – зона убытка.

Поэтому с увеличением объёма производства, зона прибыли расширяется и наиболее прибыльным становится производство при максимальной загрузке производственных мощностей.

На рисунке 9.9 приведен график точки безубыточности за весь период реализации проекта. Линия значений точки безубыточности, возрастающая вначале, постепенно замедляет подъем, а затем опускается вниз. Это обусловлено ростом цен на электроэнергию, увеличением объемов продаж и тем фактом, что ГЭС уменьшает привлечение кредитных средств. В результате нужно выпустить меньше продукции, чтобы покрыть затраты.

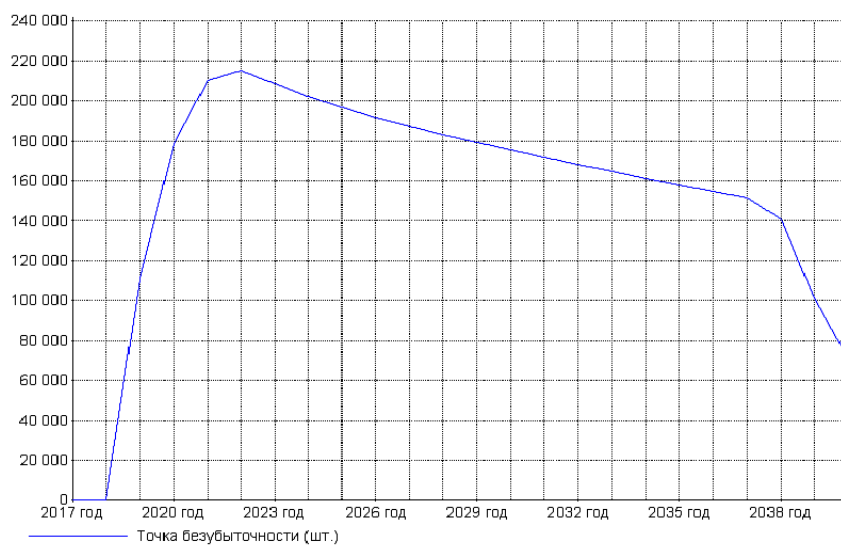


Рисунок 9.9 – Точка безубыточности за весь период (электроэнергия), руб.

9.7 Прогнозирование цен на электроэнергию в ОЭС Сибири

Прогноз цен и тарифов для объектов генерации на территории Российской Федерации осуществляется в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.

Для анализа изменения индекса цены РСВ во второй ценовой зоне была воспроизведена проверка статистической совокупности на однородность с использованием коэффициента вариации. На рисунке 9.10 представлена динамика цены на покупку электроэнергии на период с 1.01.2017 по 31.05.2017 [39]. Результаты расчета представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Результаты расчета коэффициента вариации

Дата	Среднее значение цены на ЭЭ за месяц, руб/МВт·ч	Дисперсия	Среднеквадратическое отклонение	Коэффициент вариации, %
Май 2017	731,86	11657,71	107,97	14,75
Апрель 2017	892,23	6887,81	82,99	9,30
Март 2017	873,20	3107,53	55,75	6,38
Февраль 2017	934,00	2446,82	49,47	5,30
Январь 2017	973,54	2217,57	47,09	4,84

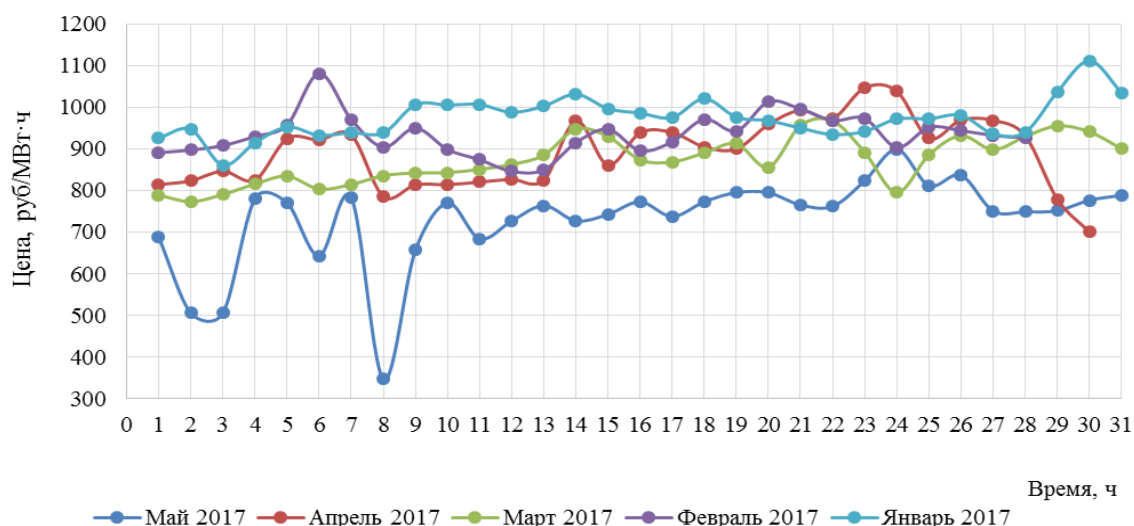


Рисунок 9.10 – Динамика цен на покупку ЭЭ

Статистическую совокупность цен на покупку электроэнергии можно считать однородной, так как величина коэффициента вариации не превышает 33%. Так как совокупность однородна, можно говорить, что прогнозируемая цена РСВ в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. будет выдерживаться.

9.8 Влияние ограничений перетока мощностей в контролируемых сечениях на изменение цены РСВ в ОЭС Сибири

ОЭС Сибири имеет большую протяженность энергосистемы. Из-за данного фактора, а также из-за неравномерного распределения генерации и потребителей при передаче электроэнергии возникают системные ограничения, вызванные выводом в ремонт сетевого оборудования, аварийными ситуациями, погодными условиями. Ремонты сетевых объектов в составе контрольных сечений на основных магистралях перетоков приводят к «запиранию» сечений и разделению ценообразования. Одним из контролируемых сечений, в котором происходит запирание, является Красноярская ГЭС – Назаровская ГРЭС [40]. При возникновении запирания – на выходе образуется рост цены РСВ, если территория дефицитна и нет резервных перетоков мощности, а на входе – резкое снижение цены РСВ из-за избытка состава оборудования. На рисунке 9.11 приведен график почасовых перетоков и цен РСВ ОЭС Сибири в сечении Красноярская ГЭС – Назаровская ГРЭС.

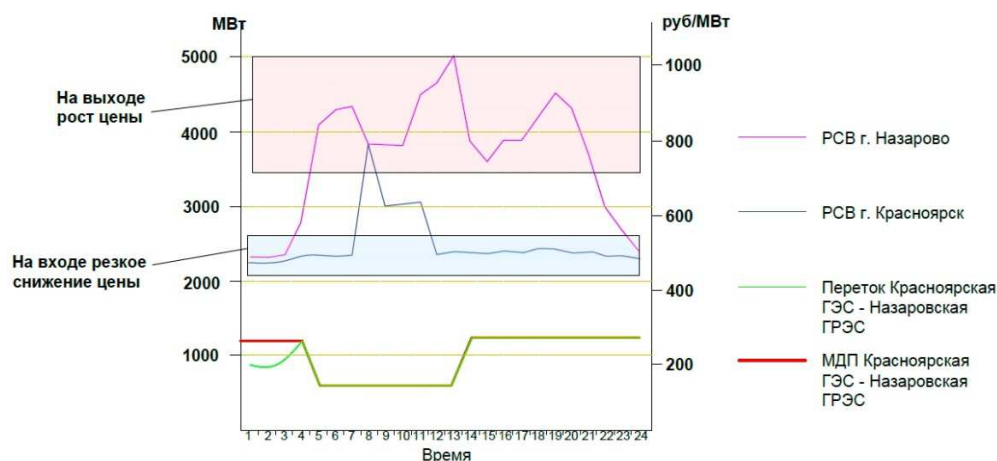


Рисунок 9.11 – Почасовые перетоки и цены РСВ ОЭС Сибири в сечении Красноярская ГЭС – Назаровская ГРЭС

9.9 Выводы

В соответствии с Правилами оптового рынка и Техническими требованиями к генерирующему оборудованию, Забайкальская ГЭС будет являться полноценным участником Оптового рынка электроэнергии и мощности.

Особенностью работы ГЭС на оптовом рынке является то, что поставщики не имеют механизмов воздействия на рынок, поскольку:

- существует ограничение цены в заявках на электроэнергию сверху;
- отсутствует возможность неподачи заявки на РСВ и увода мощности;
- выбор состава оборудования выполняет не поставщик, а диспетчер.

В результате анализа рисков было выявлено, что рост объемов инвестиций, ставки налогов, ставки дисконтирования снижает эффективность проекта, а рост цены сбыта является положительным фактором.

При одновременном изменении нескольких экономических факторов (ставки дисконтирования, НДС, налога на воду, стоимости работ) проект окажется убыточным, поэтому следует с осторожностью относиться к росту капитальных вложений и инвестиций в строительство, так как это может привести к резкому росту себестоимости электроэнергии.

Прогнозируемая цена РСВ в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. будет выдерживаться. При заданных факторах проекта (ставки налогов, дисконтирования и т.д.) проект Забайкальской ГЭС будет приносить прибыль.

Для оптимизации работы рынка рекомендуется внести следующие изменения:

1. Сформировать «единое информационное пространство» о плановом и фактическом состоянии генерирующего и сетевого оборудования и режимов их работы.

2. Ввести новые рыночные инструменты – к примеру Рынок добровольной разгрузки/замещения состава генерирующего оборудования.

3. Выявить основные узкие места системы – запираемые резервы мощности, контролируемые сечения, которые целесообразно мониторить.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Забайкальской ГЭС, с плотиной высотой 51,00 м на реке Шилка, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 9270 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 11661 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Забайкальской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 402 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 384,15 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет 11,91 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,41 млрд. кВт·ч.

На втором этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 43,00 м;
- расчетный – 32,50 м;
- минимальный – 27,10 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1110 м³/с.

Была выбрана турбина типа ПЛ50 – В – 560. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с шестью гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 5,6 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 850/190-48 с номинальной активной мощностью 72,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 10 присоединений (6 блоков, 4 отходящих воздушных линии) – "две рабочие и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-80000/220, трансформаторы собственных нужд ТМН-6300/15-У1.

Затем был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Забайкальская ГЭС спроектирована по приплотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи;
- глухая бетонная плотина;
- станционная часть;

– правобережная и левобережные бетонные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 38,30 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 350,00 м;
- отметка гребня водослива – 385,00 м;
- число водосливных отверстий – 8;
- ширина водосливных отверстий в свету – 20 м;
- отметка гребня – 401,00 м;
- ширина гребня – 17,40 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Забайкальской ГЭС отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 15 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 105849,1 руб/кВт.
- срок окупаемости 81 месяц.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Забайкальской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологическая ситуация в Забайкальском крае за 2012 год: доклад / Правительство Забайкальского края, Государственное казенное учреждение «Забайкальский краевой экологический центр»; ред. Н.А. Харченко. – Чита, 2013. – 178 стр.
2. Научно-популярная энциклопедия «Вода России» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://water-rf.ru/Водные_объекты/720/Шилка.
3. СП 14.13330. 2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2012 – 80 с.
4. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013.
5. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
6. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций.
7. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кв» [Электронный ресурс] // «ООО "Тольяттинский Трансформатор"». – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>
8. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НИЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
9. Федеральная служба по тарифам [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1
10. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
11. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
12. 10. ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. – Введ. 01.01. 1981 – Москва
13. Производство и продажа энергооборудования [Электронный ресурс] // «RU-TRANSFORMATOR». – Режим доступа: <http://ru-transformator.ru>
14. Приказ Минстроя РФ от 14-09-92 209 об утверждении методики по определению уровня арендной платы [Электронный ресурс] // Законодательная база РФ. – Режим доступа: <http://zakonbase.ru/content/part/11175>
15. Правила устройства электроустановок. - М.: Госторгиздат, 2015. - 144 с.

16. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
17. Каталог «Выключатели генераторные элегазовые» [Электронный ресурс] // «ОАО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://electroaparat.ru>
18. Разъединители внутренней установки [Электронный ресурс] // Завод электротехнического оборудования – Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-vnutrenney-ustanovki/rvpz-20-12500-nuz
19. Каталог «Опорные трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока». – Режим доступа: http://www.czt.ru/tol_20.html
20. Каталог «Трансформаторы измерительные напряжения» [Электронный ресурс] // «Электрощит Самара». – Режим доступа: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnye/nol-seshch-10-6-20-35/>
21. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/ogranichiteli-perenapryajeniy-nelineynye/s-polimernoy-vneshney-izolyatsiey-ot-3-do-35-kv
22. Каталог «Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-220 на напряжение 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
23. Разъединители наружной установки [Электронный ресурс] // Завод электротехнического оборудования – Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-220-kv
24. Каталог «Трансформаторы тока измерительные» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-220-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy
25. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
26. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
27. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения: учебник для вузов/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин и др.; под ред. Л. Н. Рассказова, 2011. Ч.1, 584 с.
28. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

29. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
30. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85.
31. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
32. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
33. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденные РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
34. Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.
35. Стратегия социально-экономического развития Забайкальского края на период до 2030 года.
36. Приказ Минэнерго России от 01.03.2016 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы» от 1 марта 2016 г.
37. Постановление Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности (с изменениями на 7 июня 2017).
38. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (от 1.04.2015 г) – Москва 2015.
39. Индексы и объемы РСВ [Электронный ресурс] // Администратор торговой системы – Режим доступа: <http://www.atsenergo.ru>
40. Лонский С.Е., Шевченко Г.С. Выявление и анализ факторов, влияющих на изменение цены на рынке на сутки вперед в ОЭС Сибири // Гидроэлектростанции в XXI веке: сборник материалов IV Всероссийской науч.-практич. конф./ под. ред. В.В. Татарникова – Саяногорск, Черемушки: Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал, 2017. – 344 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Шилка в створе Забайкальской ГЭС с 1930 г. по 1979 г.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
1930	10	9	3	68	798	540	2902	715	760	166	23	17	501
1931	23	15	12	33	612	1105	3845	638	615	300	57	30	607
1932	22	14	10	121	840	480	1340	1230	680	294	54	29	426
1933	10	10	9	82	1650	1500	1870	720	560	210	25	20	555
1934	10	9	4	72	518	700	2090	1500	520	180	24	18	470
1935	21	16	11	48	499	800	980	511	680	320	75	32	333
1936	10	9	6	73	770	1600	1700	1150	850	185	23	18	533
1937	23	19	16	152	486	480	1940	1800	482	280	58	38	481
1938	20	15	12	55	750	900	2500	700	1500	320	51	31	571
1939	33	20	18	60	765	780	5200	800	880	215	78	40	741
1940	13	10	8	88	630	806	2200	850	800	210	28	21	472
1941	15	14	15	119	700	650	1410	620	400	295	37	29	359
1942	21	17	14	133	590	620	2650	910	1700	330	55	33	589
1943	41	24	17	127	870	900	4880	978	2150	290	54	29	863
1944	17	15	11	127	800	850	900	1300	410	350	49	48	406
1945	8	5	2	45	950	560	1220	320	500	112	20	11	313
1946	16	15	8	118	900	1300	1650	760	590	290	38	29	476
1947	19	18	11	145	510	440	2500	490	650	305	47	36	431
1948	35	33	16	196	1500	1200	2640	680	770	580	90	67	651
1949	15	13	15	105	600	620	1400	510	940	260	35	26	378
1950	15	14	13	111	830	730	3700	920	805	275	37	27	623
1951	9	7	2	63	420	550	2300	630	450	145	23	15	385
1952	20	15	11	125	760	600	2750	850	700	305	50	31	518
1953	45	40	16	220	585	1100	1120	450	800	400	93	80	412
1954	24	16	16	139	715	510	1530	1550	950	273	60	33	485
1955	31	21	15	200	640	613	2480	880	2050	270	76	49	610
1956	7	7	1	159	1000	360	1020	800	400	300	38	37	344
1957	48	10	8	178	720	740	4400	800	1500	265	86	27	732
1958	14	14	10	158	1500	1300	6000	1750	1090	520	55	54	1039
1959	40	36	17	187	1000	1100	5100	1900	950	715	80	72	933
1960	28	18	14	117	1210	1340	2500	900	1200	350	66	35	648
1961	16	15	13	103	1900	690	1650	710	1650	265	51	26	591
1962	14	13	9	140	700	430	1240	780	715	305	59	30	370
1963	9	8	2	135	910	960	6800	850	980	290	47	39	919
1964	11	10	5	41	780	880	3830	750	1230	410	63	52	672
1965	19	16	12	158	620	420	1030	1300	720	355	47	35	394
1966	25	16	15	107	910	620	980	630	1500	325	67	32	436
1967	20	17	19	144	680	450	2110	800	510	335	51	34	431

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1968	13	11	3	110	1300	600	2300	700	1200	225	39	22	544
1969	30	22	27	176	776	1139	1547	812	1174	143	58	31	495
1970	18	15	11	123	760	480	1560	800	700	330	54	31	407
1971	17	14	13	112	400	530	1400	870	800	285	51	28	377
1972	13	12	6	92	680	450	1047	1083	850	240	26	23	377
1973	20	6	10	139	621	908	1109	777	626	44	45	12	360
1974	43	19	14	85	590	1140	2700	1500	610	380	86	38	600
1975	13	8	4	75	630	550	3300	600	680	160	23	16	505
1976	21	13	8	82	575	960	1800	600	1300	315	43	41	480
1977	10	10	3	44	650	760	2650	820	1060	320	22	20	531
1978	12	13	7	29	1500	1380	3010	760	740	345	26	24	654
1979	18	15	12	39	873	520	2007	585	620	300	34	30	421
Средние расходы	20	15	11	111	819	793	2416	887	900	294	50	33	529

Таблица А.2 – Расчет суточных графиков нагрузки для Забайкальского РДУ

Часы	Рсmax, МВт	Зима				Лето				
		αтз	бсутз	btз	Pтз, МВт	αлет	αл	бсутл	btл	Pтл, МВт
1	1292	2,04	0,83	-1,03	857	0,57	1,86	0,85	-0,84	546
2		2,28		-1,27	804		2,06		-1,04	524
3		2,30		-1,30	787		2,15		-1,14	506
4		2,30		-1,33	748		2,25		-1,25	488
5		2,30		-1,30	787		2,34		-1,33	485
6		2,34		-1,32	804		2,19		-1,20	487
7		2,36		-1,30	851		2,06		-1,07	502
8		1,55		-0,55	952		1,50		-0,51	567
9		0,84		0,16	1108		0,85		0,15	643
10		0,16		0,83	1249		0,16		0,84	721
11		0,20		0,79	1230		0,00		1,00	736
12		0,29		0,68	1192		0,26		0,74	708
13		0,46		0,50	1134		0,49		0,51	681
14		0,39		0,58	1161		0,39		0,61	694
15		0,29		0,70	1212		0,26		0,74	709
16		0,33		0,64	1182		0,39		0,67	735
17		0,45		0,53	1172		0,62		0,38	668
18		0,10		0,90	1268		0,39		0,60	686
19		0,00		1,00	1292		0,49		0,51	681
20		0,16		0,84	1259		0,62		0,38	668
21		0,24		0,74	1216		0,60		0,31	606
22		0,29		0,71	1224		0,62		0,39	675
23		0,78		0,22	1121		0,75		0,26	661
24		1,36		-0,36	993		1,14		-0,13	622

Окончание приложения А

Таблица А.3 – Расчет координат кривой нагрузки для зимнего и летнего периода

P_t^3 , МВт	ΔP_t^3 , МВт	Δt , ч	$\Delta \Theta$, МВт·ч	P_{Σ}^3 , МВт	Θ_{Σ} , МВт·ч	P_t^L , МВт	ΔP_t^L , МВт	Δt , ч	$\Delta \Theta$, МВт·ч	P_{Σ}^L , МВт	Θ_{Σ} , МВт·ч
				0	0					0	0
1292	24	1	24	24	24	736	2	1	2	2	2
1268	9	2	18	33	42	735	14	2	28	16	30
1259	10	3	30	43	72	721	11	3	34	27	64
1249	19	4	77	62	149	709	1	4	6	29	70
1230	5	5	27	68	176	708	14	5	68	42	138
1224	8	6	50	76	226	694	8	6	49	50	187
1216	5	7	32	80	258	686	5	7	36	56	223
1212	20	8	159	100	416	681	0	8	0	56	223
1192	10	9	87	110	503	681	6	9	50	61	273
1182	10	10	104	120	607	675	7	10	74	68	346
1172	10	11	115	131	723	668	0	11	0	68	346
1161	27	12	326	158	1049	668	7	12	84	75	430
1134	13	13	172	171	1221	661	18	13	239	94	669
1121	13	14	184	184	1406	643	21	14	294	115	963
1108	114	15	1713	299	3119	622	15	15	232	130	1195
993	42	16	668	340	3787	606	39	16	625	169	1820
952	95	17	1610	435	5397	567	21	17	363	191	2183
857	6	18	102	441	5499	546	22	18	398	213	2581
851	47	19	894	488	6393	524	17	19	329	230	2909
804	0	20	5	488	6398	506	5	20	96	235	3005
804	17	21	358	505	6756	502	14	21	286	249	3291
787	0	22	0	505	6756	488	1	22	16	249	3307
787	39	23	891	544	7647	487	2	23	42	251	3350
748	748	24	17954	1292	25601	485	485	24	11648	736	14997

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Расчет максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Q, м³/с	Q _{ранж} , м³/с	K	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	p%
1930	2902	6800	2,79	1,79	3,19	5,70	1,39
1931	3845	6000	2,46	1,46	2,13	3,10	3,37
1932	1340	5200	2,13	1,13	1,28	1,45	5,36
1933	1870	5100	2,09	1,09	1,19	1,29	7,34
1934	2090	4880	2,00	1,00	1,00	1,00	9,33
1935	980	4400	1,80	0,80	0,64	0,52	11,31
1936	1700	3845	1,58	0,58	0,33	0,19	13,29
1937	1940	3830	1,57	0,57	0,32	0,18	15,28
1938	2500	3700	1,52	0,52	0,27	0,14	17,26
1939	5200	3300	1,35	0,35	0,12	0,04	19,25
1940	2200	3010	1,23	0,23	0,05	0,01	21,23
1941	1410	2902	1,19	0,19	0,04	0,01	23,21
1942	2650	2750	1,13	0,13	0,02	0,00	25,20
1943	4880	2700	1,11	0,11	0,01	0,00	27,18
1944	1300	2650	1,09	0,09	0,01	0,00	29,17
1945	1220	2650	1,09	0,09	0,01	0,00	31,15
1946	1650	2640	1,08	0,08	0,01	0,00	33,13
1947	2500	2500	1,02	0,02	0,00	0,00	35,12
1948	2640	2500	1,02	0,02	0,00	0,00	37,10
1949	1400	2500	1,02	0,02	0,00	0,00	39,09
1950	3700	2480	1,02	0,02	0,00	0,00	41,07
1951	2300	2300	0,94	-0,06	0,00	0,00	43,06
1952	2750	2300	0,94	-0,06	0,00	0,00	45,04
1953	1120	2200	0,90	-0,10	0,01	0,00	47,02
1954	1550	2110	0,86	-0,14	0,02	0,00	49,01
1955	2480	2090	0,86	-0,14	0,02	0,00	50,99
1956	1020	2007	0,82	-0,18	0,03	-0,01	52,98
1957	4400	1940	0,79	-0,21	0,04	-0,01	54,96
1958	6000	1870	0,77	-0,23	0,05	-0,01	56,94
1959	5100	1800	0,74	-0,26	0,07	-0,02	58,93
1960	2500	1700	0,70	-0,30	0,09	-0,03	60,91
1961	1650	1650	0,68	-0,32	0,10	-0,03	62,90
1962	1240	1650	0,68	-0,32	0,10	-0,03	64,88
1963	6800	1560	0,64	-0,36	0,13	-0,05	66,87
1964	3830	1550	0,64	-0,36	0,13	-0,05	68,85
1965	1300	1547	0,63	-0,37	0,13	-0,05	70,83
1966	1500	1500	0,61	-0,39	0,15	-0,06	72,82
1967	2110	1410	0,58	-0,42	0,18	-0,08	74,80
1968	2300	1400	0,57	-0,43	0,18	-0,08	76,79

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Годы	Q, м ³ /с	Q _{ранж} , м ³ /с	K	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	p%
1969	1547	1400	0,57	-0,43	0,18	-0,08	78,77
1970	1560	1340	0,55	-0,45	0,20	-0,09	80,75
1971	1400	1300	0,53	-0,47	0,22	-0,10	82,74
1972	1083	1300	0,53	-0,47	0,22	-0,10	84,72
1973	1109	1240	0,51	-0,49	0,24	-0,12	86,71
1974	2700	1220	0,50	-0,50	0,25	-0,13	88,69
1975	3300	1120	0,46	-0,54	0,29	-0,16	90,67
1976	1800	1109	0,45	-0,55	0,30	-0,16	92,66
1977	2650	1083	0,44	-0,56	0,31	-0,17	94,64
1978	3010	1020	0,42	-0,58	0,34	-0,20	96,63
1979	2007	980	0,40	-0,60	0,36	-0,21	98,61
Σ	-	122033	50,00	0,00	14,98	11,61	-

Таблица Б.2 – Данные для построения гидрографов 90% и 50% обеспеченности

m	P, %	Год	Q _{ср,г} м ³ /с	Год	Q _{ср,п} м ³ /с	Год	Q _{ср,м} м ³ /с
1	2,0	1958	1039	1958	2328	1959	164
2	3,9	1959	933	1963	2100	1948	145
3	5,9	1963	919	1959	2010	1953	128
4	7,8	1943	863	1943	1956	1958	118
5	9,8	1939	741	1939	1685	1974	95
6	11,8	1957	732	1957	1632	1955	95
7	13,7	1964	672	1964	1494	1965	92
8	15,7	1978	654	1978	1478	1960	90
9	17,6	1948	651	1960	1430	1957	89
10	19,6	1960	648	1950	1397	1967	89
11	21,6	1950	623	1931	1363	1944	88
12	23,5	1955	610	1948	1358	1942	86
13	25,5	1931	607	1955	1333	1964	85
14	27,5	1974	600	1961	1320	1966	84
15	29,4	1961	591	1974	1308	1937	84
16	31,4	1942	589	1942	1294	1970	83
17	33,3	1938	571	1938	1270	1943	83
18	35,3	1933	555	1933	1260	1947	83
19	37,3	1968	544	1968	1220	1962	81
20	39,2	1936	533	1936	1214	1952	80
21	41,2	1977	531	1977	1188	1954	80
22	43,1	1952	518	1975	1152	1956	78
23	45,1	1975	505	1930	1143	1932	78
24	47,1	1930	501	1952	1132	1963	76
25	49,0	1954	485	1969	1090	1941	75

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

m	P, %	Год	Q _{ср,г} м3/с	Год	Q _{ср,п} м3/с	Год	Q _{ср,м} м3/с
26	51,0	1969	485	1934	1066	1935	75
27	52,9	1937	481	1940	1057	1976	75
28	54,9	1976	480	1954	1051	1971	74
29	56,9	1946	476	1976	1047	1946	73
30	58,8	1940	472	1946	1040	1938	72
31	60,8	1934	470	1937	1038	1969	70
32	62,7	1966	436	1966	928	1950	70
33	64,7	1947	431	1979	921	1961	70
34	66,7	1967	431	1947	918	1931	67
35	68,6	1932	426	1932	914	1949	67
36	70,6	1979	421	1967	910	1939	66
37	72,5	1953	412	1951	870	1978	65
38	74,5	1970	407	1970	860	1979	64
39	76,5	1944	406	1944	852	1977	61
40	78,4	1965	394	1972	822	1968	60
41	80,4	1951	385	1965	818	1972	59
42	82,4	1949	378	1949	814	1940	54
43	84,3	1972	377	1953	811	1933	52
44	86,3	1971	377	1973	808	1936	46
45	88,2	1962	370	1971	800	1934	45
46	90,2	1941	359	1962	773	1975	43
47	92,2	1973	358	1941	756	1930	42
48	94,1	1956	344	1956	716	1973	39
49	96,1	1935	333	1945	710	1951	38
50	98,0	1945	313	1935	694	1945	29

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка водохранилища Забайкальской ГЭС в маловодном году

Месяц	Q, м³/с					Q _{вхк} <Q _{нб}		V _{вдхщ} , км³			Zвб, м			Zнб, м	Н, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт
	Q _{быт.}	Q _{хол.}	Q _{фил.}	Q _{вдхщ.}	Q _{вхк}	Q _{нб}	Q _{гэс}	V _{нач}	dV	V _{кон.}	нач.	кон.	средн.				
10	46	0	1	253	300	300	299	11,98	0,66	11,32	395,00	394,23	394,61	350,66	43,51	111	ПО ВХК
11	49	0	1	338	150	388	387	11,32	0,88	10,45	394,23	392,99	393,61	351,43	41,72	137	137
12	12	0	1	569	150	582	581	10,45	1,47	8,97	392,99	390,72	391,85	352,03	39,37	194	194
1	20	0	1	599	150	620	619	8,97	1,55	7,42	390,72	388,13	389,43	352,14	36,84	194	194
2	4	0	1	458	150	463	462	7,42	1,19	6,23	388,13	385,83	386,98	351,67	34,86	137	137
3	10	0	1	139	150	150	149	6,23	0,36	5,87	385,83	385,03	385,43	350,60	34,37	44	ПО ВХК
4	159	0	1	140	300	300	299	5,87	0,36	5,51	385,03	384,15	384,59	350,66	33,48	85	ПО ВХК
5	620	0	1	-321	300	300	299	5,51	-0,83	6,34	384,15	386,06	385,10	350,66	34,00	86	ПО ВХК
6	896	0	1	-597	300	300	299	6,34	-1,55	7,89	386,06	388,95	387,50	350,66	36,40	92	ПО ВХК
7	1093	0	1	-794	300	300	299	7,89	-2,06	9,95	388,95	392,24	390,59	350,66	39,49	100	ПО ВХК
8	766	0	1	-467	300	300	299	9,95	-1,21	11,16	392,24	394,00	393,12	350,66	42,01	107	ПО ВХК
9	616	0	1	-317	300	300	299	11,16	-0,82	11,98	394,00	395,00	394,50	350,66	43,39	110	ПО ВХК

Таблица Б.4 – Сработка водохранилища Забайкальской ГЭС в средневодном году по мощностям маловодного года

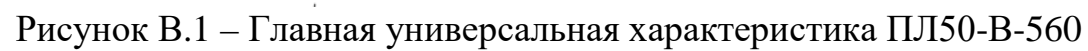
Месяц	Q, м³/с							V _{вдхщ} , км³			Zвб, м			Zнб, м	Н, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	t, ч	Э млн кВт·ч
	Q _{быт}	Q _{хол}	Q _{фил}	Q _{вдхщ}	Q _{вхк}	Q _{нб}	Q _{гэс}	V _{нач}	dV	V _{кон}	нач	кон	средн						
10	210	0	1	109	300	320	319	11,98	0,28	11,70	395,00	394,72	394,86	350,70	43,71	118	ПО ВХК	744	88,10
11	53	0	1	328	150	382	381	11,70	0,85	10,85	394,72	393,56	394,14	351,41	42,28	137	137	720	98,48
12	28	0	1	541	150	570	569	10,85	1,40	9,45	393,56	391,46	392,51	352,00	40,07	194	194	744	144,19
1	21	0	1	586	150	608	607	9,45	1,52	7,93	391,46	389,01	390,24	352,11	37,68	194	194	744	144,64
2	10	0	1	438	150	449	448	7,93	1,14	6,79	389,01	386,96	387,99	351,63	35,91	137	137	696	95,17
3	14	0	1	256	150	271	270	6,79	0,66	6,13	386,96	385,60	386,28	351,04	34,79	80	ПО ВХК	744	59,31
4	163	0	1	237	300	401	400	6,13	0,61	5,51	385,60	384,15	384,88	350,87	33,55	114	ПО ВХК	720	82,14
5	722	0	1	-403	300	320	319	5,51	-1,04	6,56	384,15	386,50	385,33	350,70	34,18	93	ПО ВХК	744	68,92
6	902	0	1	-600	300	303	302	6,56	-1,56	8,11	386,50	389,32	387,91	350,66	36,80	94	ПО ВХК	720	67,95
7	1345	0	1	-906	300	440	439	8,11	-2,35	10,46	389,32	393,00	391,16	350,96	39,75	148	ПО ВХК	744	110,37
8	1368	0	1	-440	300	929	928	10,46	-1,14	11,60	393,00	394,60	393,80	352,00	41,35	326	ПО ВХК	744	242,60
9	956	0	1	-146	300	811	810	11,60	-0,38	11,98	394,60	395,00	394,80	351,75	42,60	293	ПО ВХК	720	211,21

Окончание приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка водохранилища Забайкальской ГЭС в средневодном году по отметкам маловодного года

Месяц	Q, м³/с							Vвдхщ, км³			Zвб,м			Zнб,м	H,м	Nгэс,МВт	Nгар,МВт	t,ч	Э млн кВт·ч
	Qбыт	Qхол	Qфил	Qвдхщ	Qвхк	Qнб	Qгэс	Vнач	dV	Vкон	нач	кон	средн						
10	210	10	1	241	300	462	451	11,98	0,65	11,33	395,00	394,23	394,62	351,01	43,16	165	ПО ВХК	744	123,02
11	53	10	1	330	150	394	383	11,33	0,88	10,45	394,23	392,99	393,61	351,45	41,71	136	137	720	97,66
12	28	10	1	559	150	598	587	10,45	1,47	8,97	392,99	390,72	391,85	352,08	39,33	196	194	744	145,99
1	21	10	1	590	150	622	611	8,97	1,56	7,42	390,72	388,13	389,42	352,15	36,83	191	194	744	142,30
2	10	10	1	446	150	467	456	7,42	1,18	6,24	388,13	385,83	386,98	351,68	34,85	135	137	696	94,01
3	14	10	1	130	150	155	144	6,24	0,36	5,87	385,83	385,03	385,43	350,62	34,36	42	ПО ВХК	744	31,20
4	163	10	1	130	300	304	293	5,87	0,36	5,51	385,03	384,15	384,59	350,67	33,47	83	ПО ВХК	720	60,02
5	722	10	1	-331	300	402	391	5,51	-0,83	6,34	384,15	386,06	385,10	350,88	33,78	112	ПО ВХК	744	83,49
6	902	10	1	-608	300	305	294	6,34	-1,55	7,89	386,06	388,95	387,51	350,67	36,39	91	ПО ВХК	720	65,41
7	1345	10	1	-804	300	552	541	7,89	-2,06	9,95	388,95	392,24	390,60	351,20	38,95	179	ПО ВХК	744	133,24
8	1368	20	1	-497	300	892	871	9,95	-1,24	11,19	392,24	394,04	393,14	351,92	40,77	302	ПО ВХК	744	224,48
9	956	20	1	-186	300	791	770	11,19	-0,43	11,62	394,04	395,00	394,52	351,71	42,36	277	ПО ВХК	720	199,67

Основное и вспомогательное оборудование



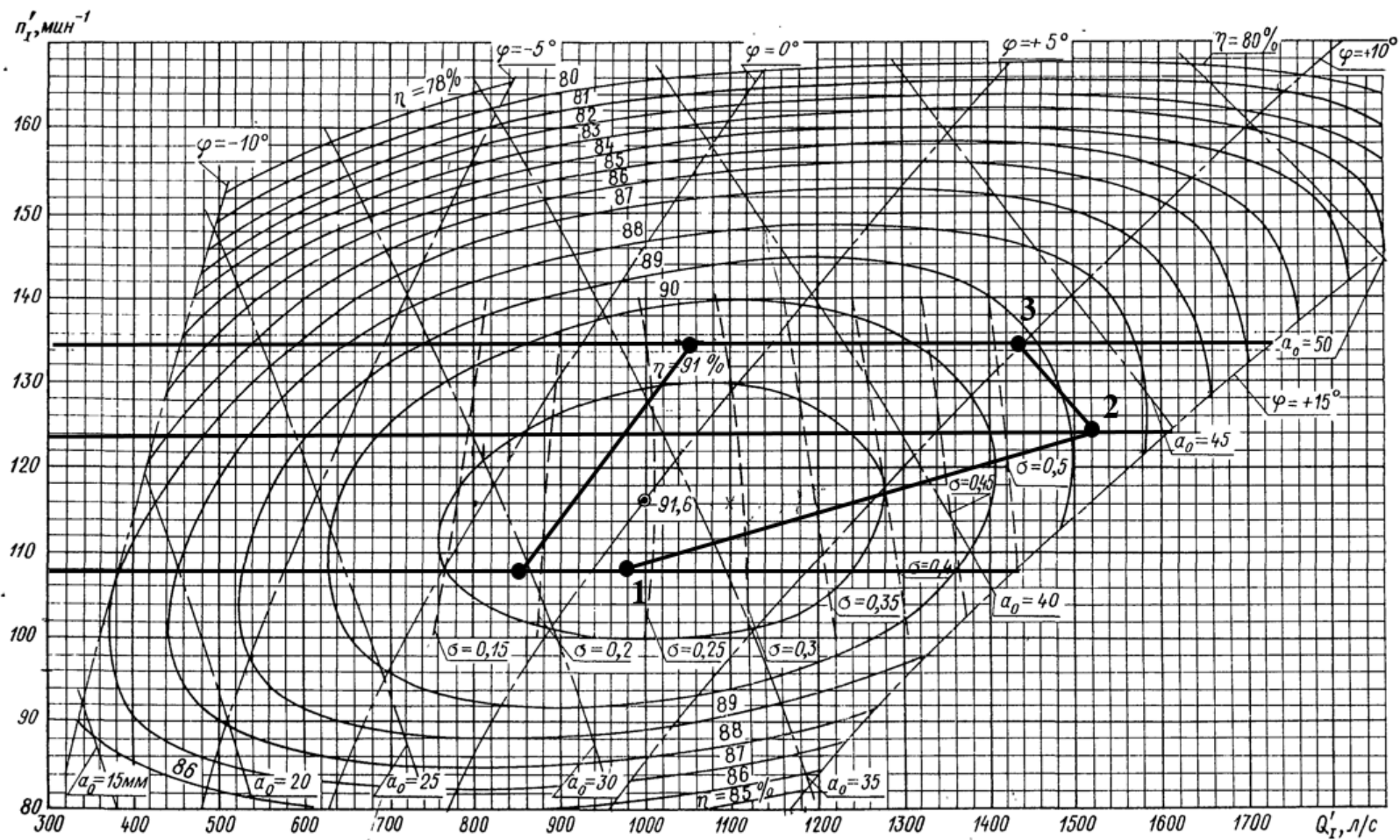


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика ПЛ50-В-530

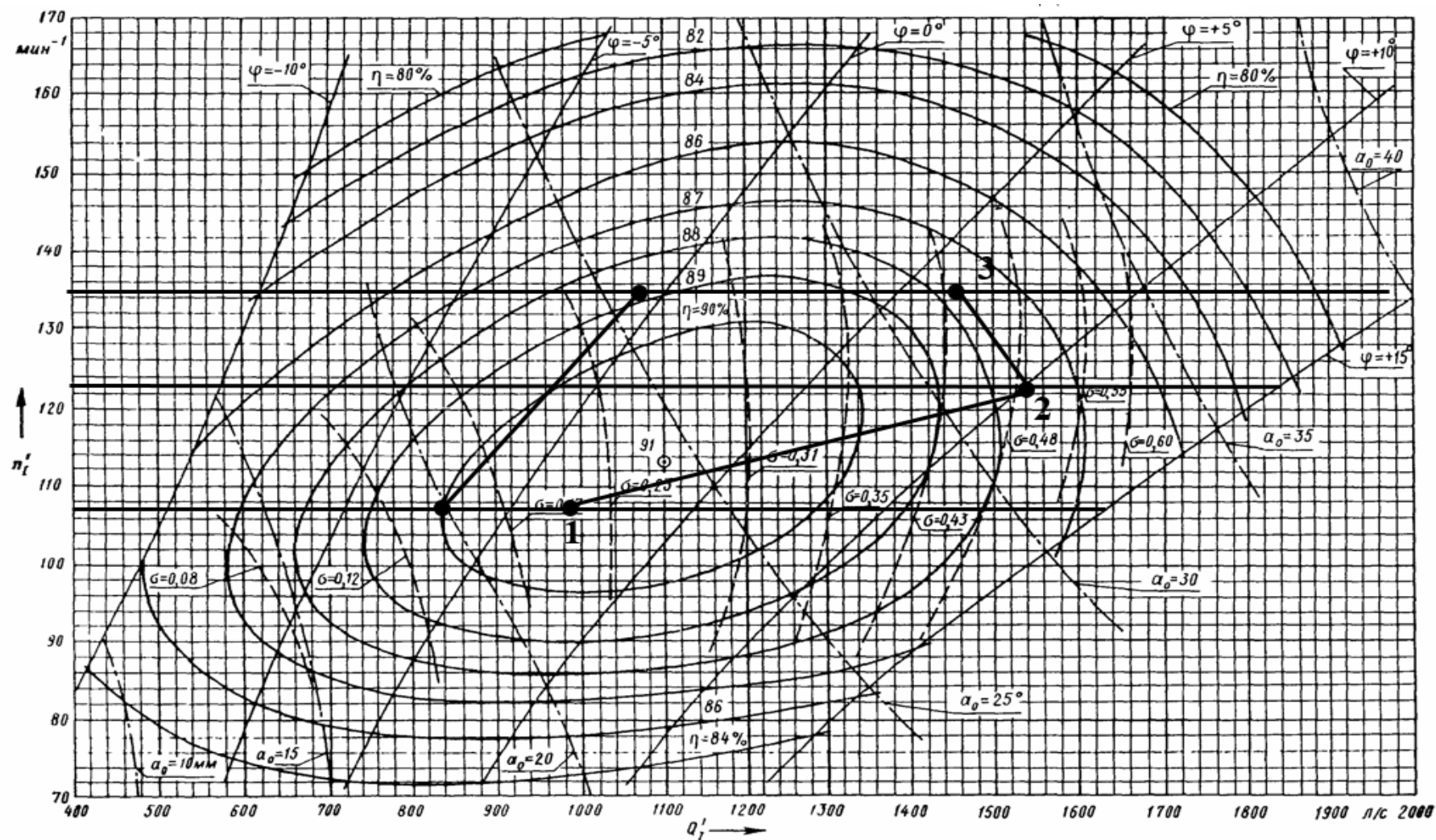


Рисунок В.3 – Главная универсальная характеристика ПЛД50-В60⁰-530

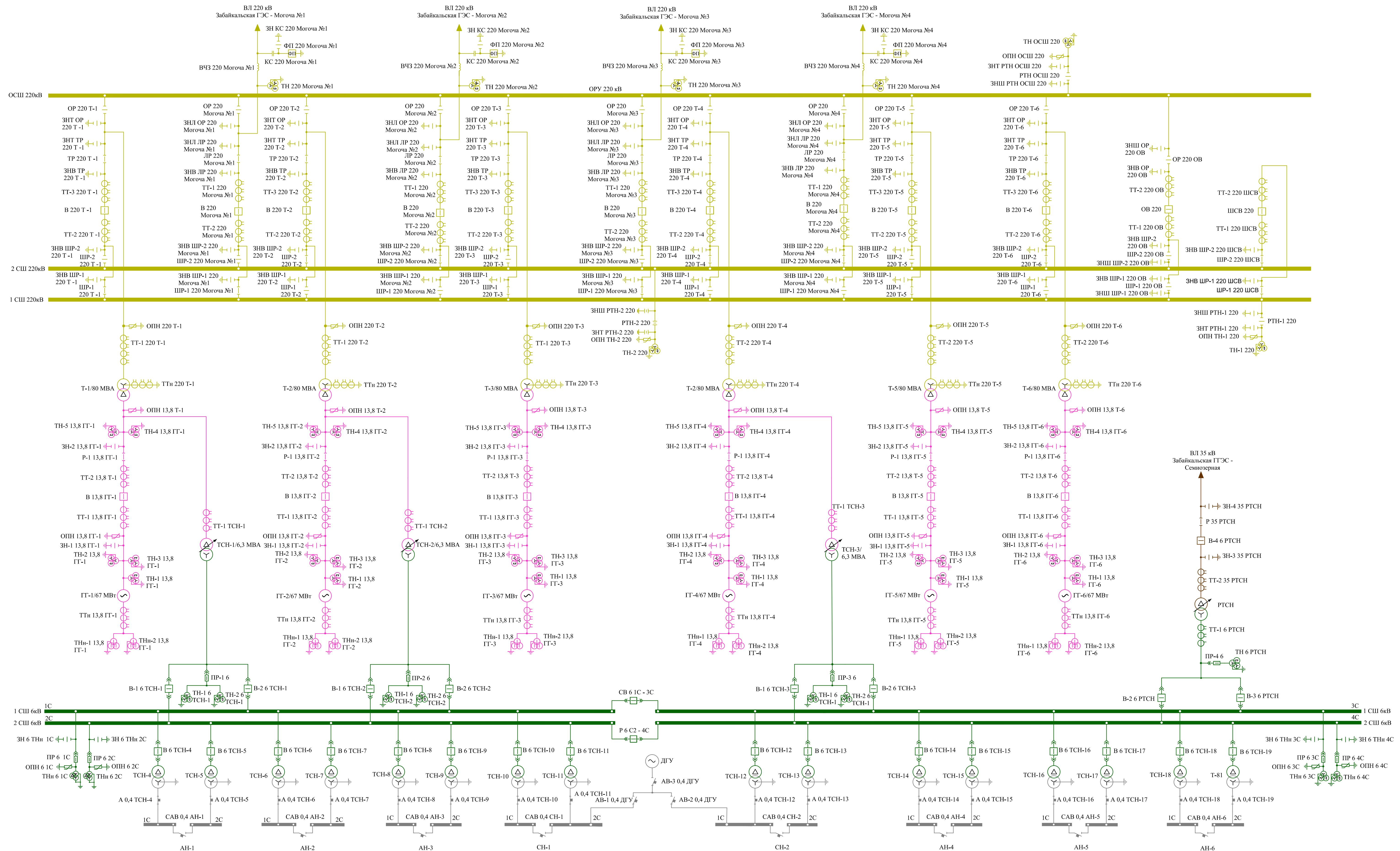
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
наименование	обозначение		наименование	относительны е единицы	именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,06 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,18 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последователь ности от несимметричн ых к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2CИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
		ОТС I	$I_{2C.З.}$	$1,24 \cdot I_H$	5,11 А
Защита от симметричны х к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{CИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,41 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,53 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,04 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,095	0,29 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	1,08 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P CИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	1,63 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	1,67 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	3,34 А

Главная электрическая схема



1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311268 - ГП.

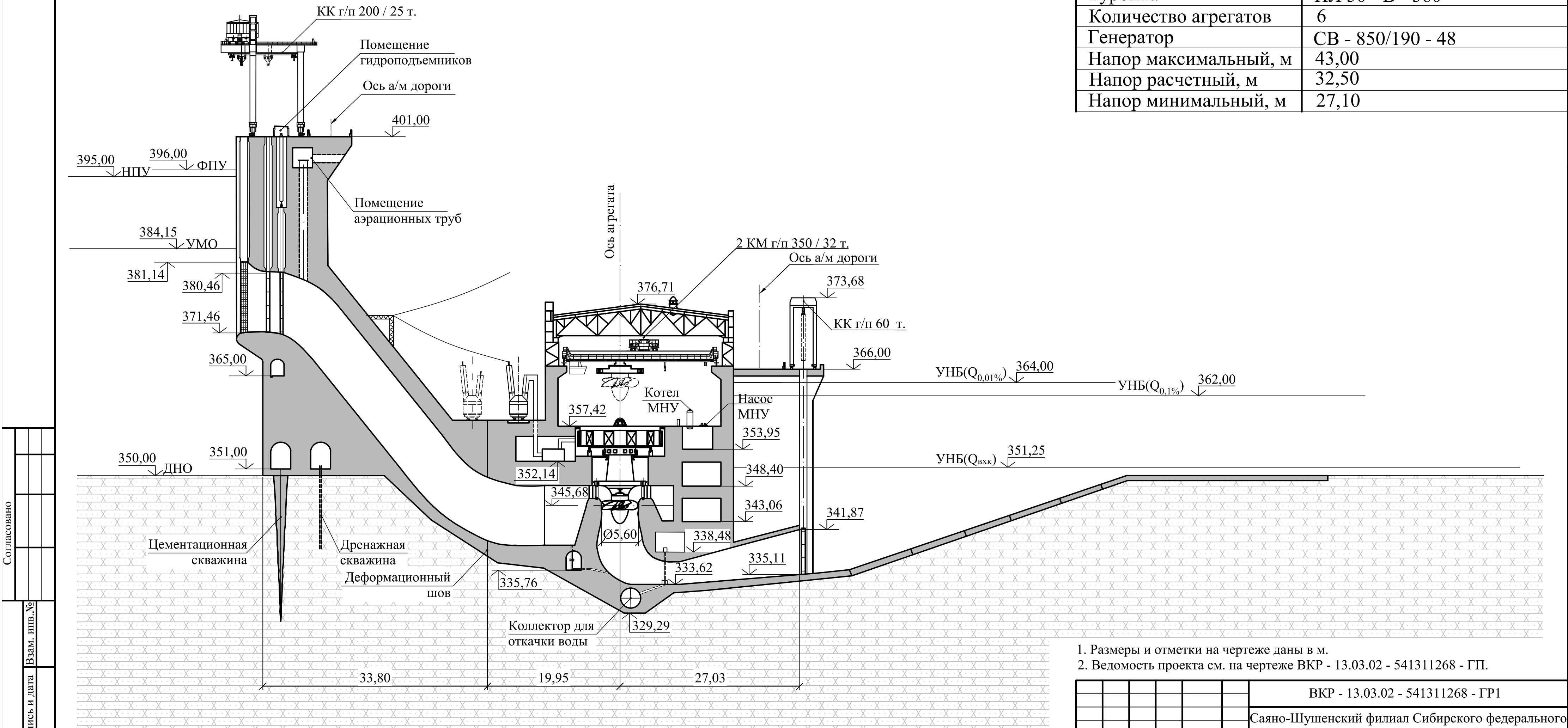
						ВКР - 13.03.02 - 541311268 - ЭС		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разраб.	Кирия					Проектирование Забайкальской ГЭС на р. Шилка	Стадия	Лист
Провер.	Толстухина							Листов
Т.контр.	Луфференко							
Н.контр.	Сувклова							
Утв.	Татарников					Главная электрическая схема	Кафедра ГТЭСС, 2017 г	

Совмещенный разрез станционной части плотины со зданием ГЭС

1:400

Основные характеристики гидроагрегатов

Наименование	Тип, параметры
Турбина	ПЛ 50 - В - 560
Количество агрегатов	6
Генератор	СВ - 850/190 - 48
Напор максимальный, м	43,00
Напор расчетный, м	32,50
Напор минимальный, м	27,10



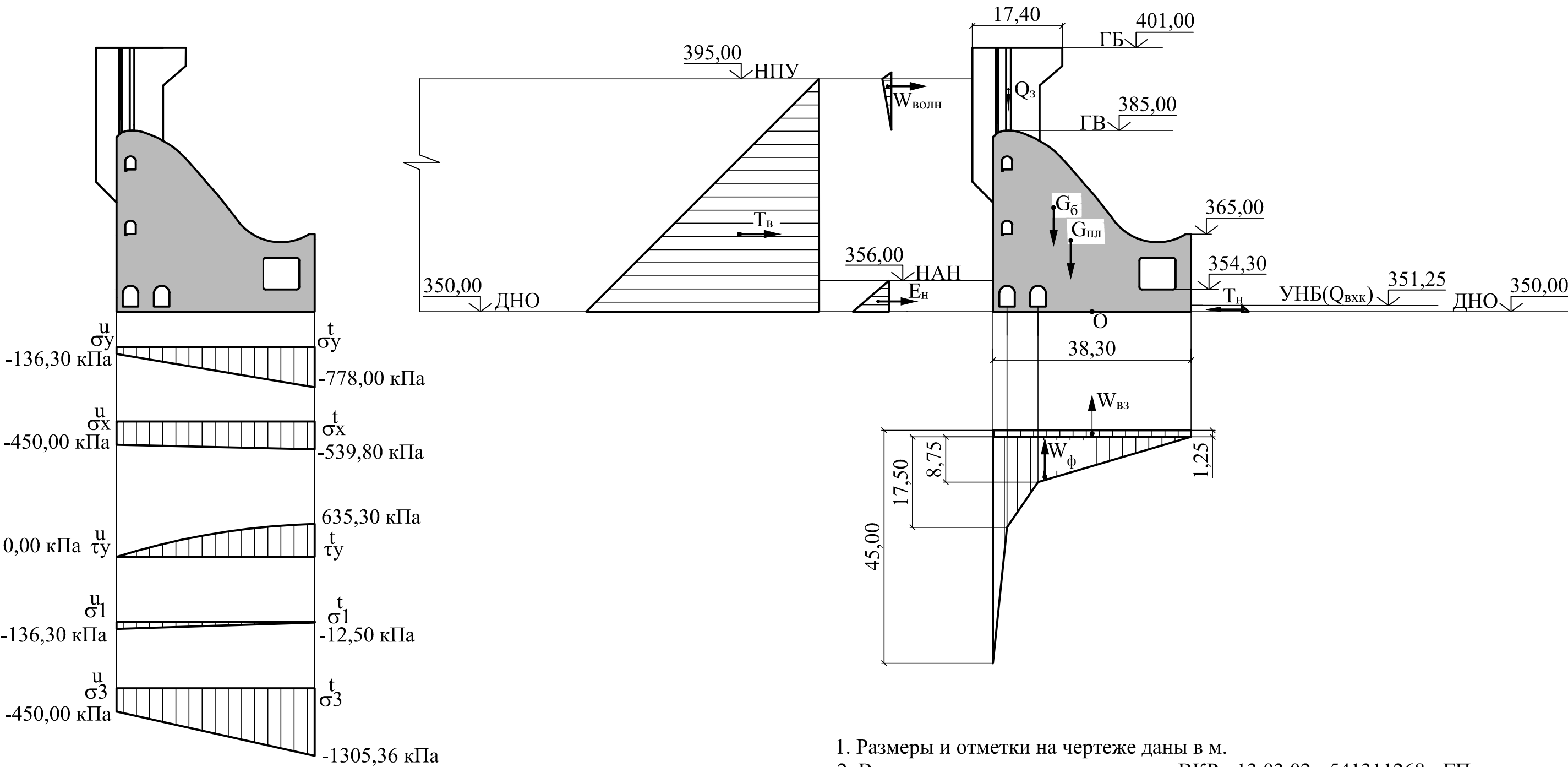
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311268 - ГП.

						ВКР - 13.03.02 - 541311268 - ГР1			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Проектирование Забайкальской ГЭС на р. Шилка	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кириян							
Провер.		Масленникова							
Т.контр.		Луфериenco							
Н.контр.		Сувилова				Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА	Кафедра ГГЭЭС, 2017 г.		
Утв.		Татарников							

Формат А2

Сбор нагрузок на водосливную плотину

1:800

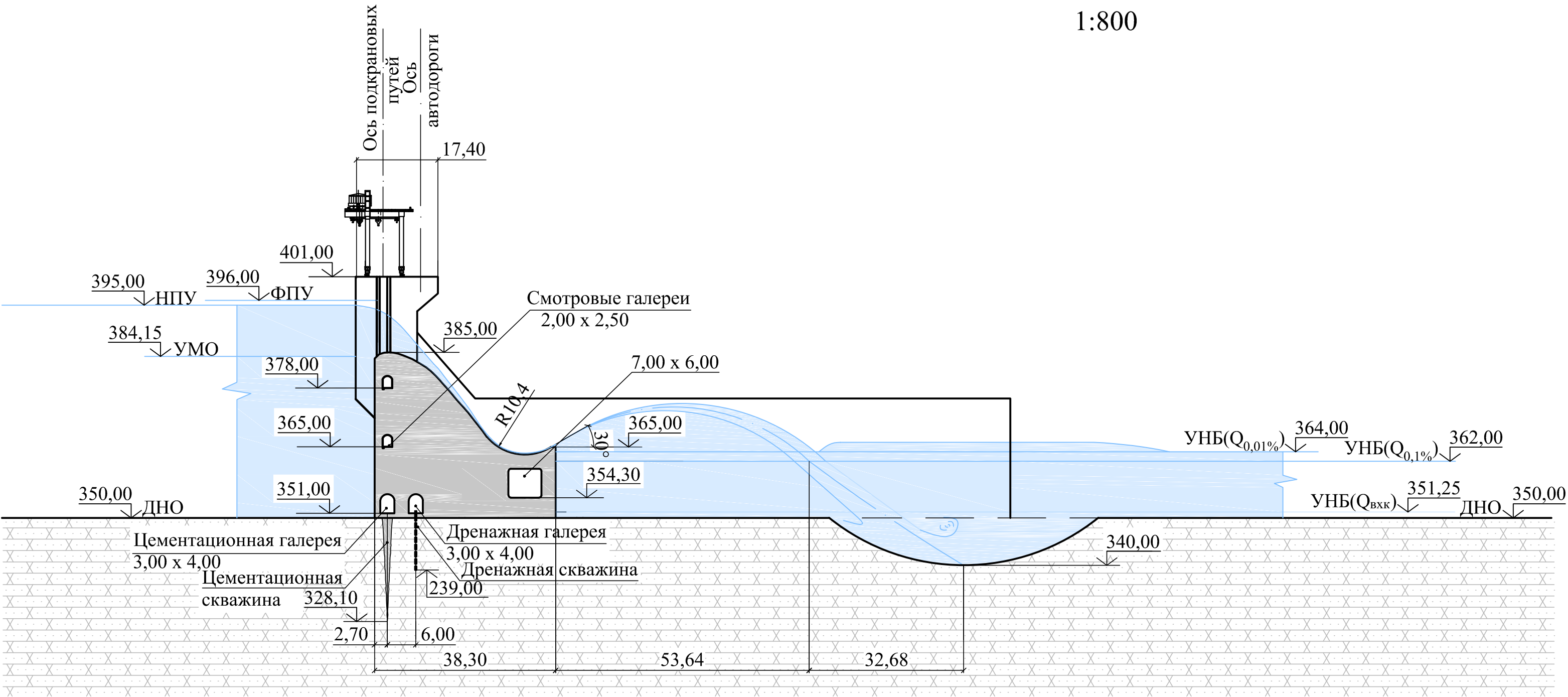


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311268 - ГП.

						ВКР - 13.03.02 - 541311268 - РР		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Забайкальской ГЭС на р. Шилка	Стадия	Лист
Разраб.	Кириян							Листов
Провер.	Лыбина							
Т.контр.	Луференко							
Н.контр.	Сувилова							
Утв.	Татарников					Сбор нагрузок на водосливную плотину	Кафедра ГГЭЭС, 2017 г.	

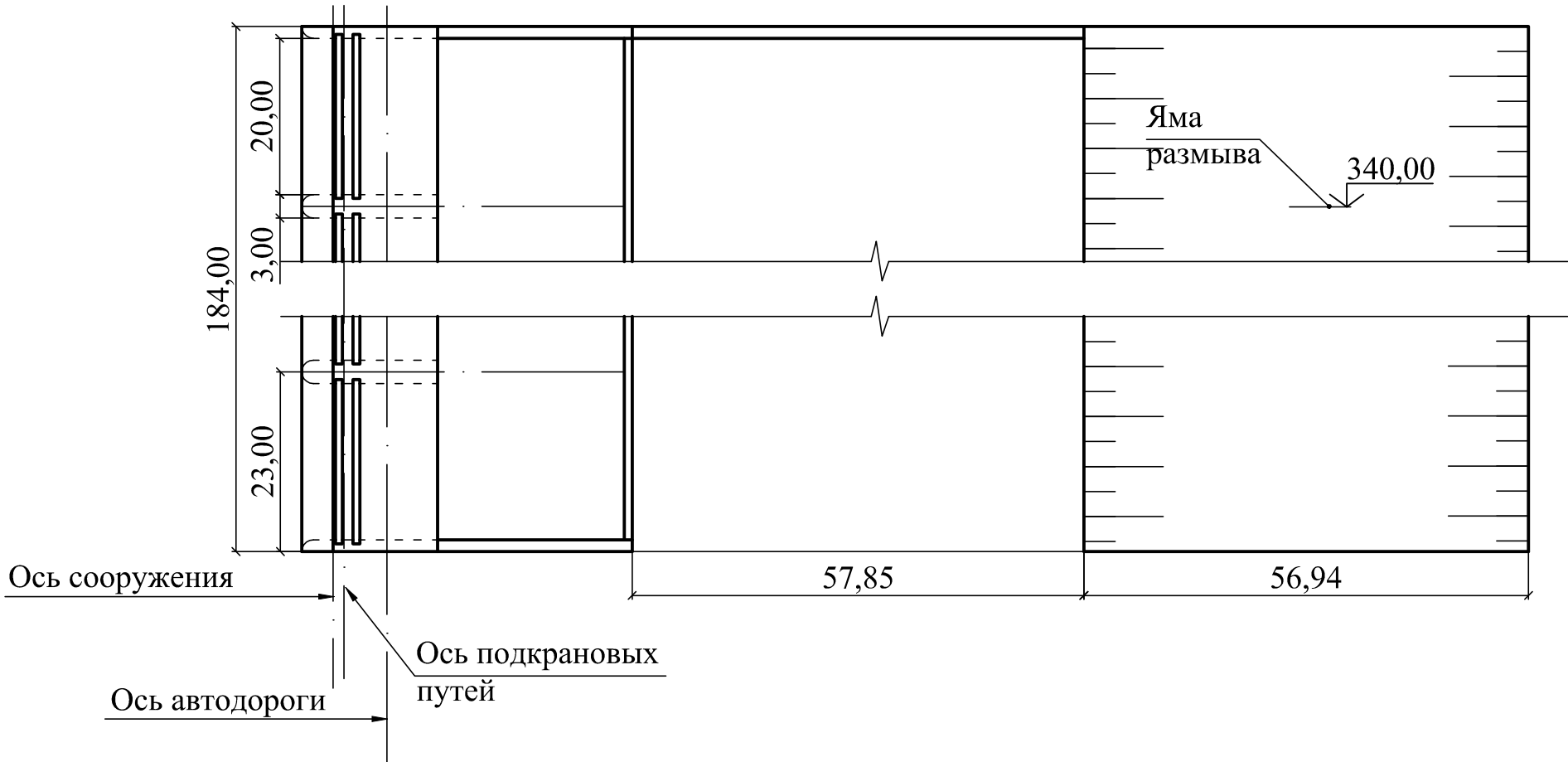
Поперечный разрез водосливной плотины

1:800



Вид сверху

1:800



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311268 - ГП.

						ВКР - 13.03.02 - 541311268 - ГР2		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Забайкальской ГЭС на р. Шилка	Стадия	Лист
Разраб.	Кириян							Листов
Провер.	Лыбина							
Т.контр.	Луфференко							
Н.контр.	Сувилова					Поперечный разрез водосливной плотины	Кафедра ГГЭС, 2017 г.	
Утв.	Татарников							

Забайкальская ГЭС на реке Шилка

Установленная мощность $N_{уст} = 402 \text{ МВт}$;
Среднегодовая выработка
 $\text{Эср.мнг.} = 1,41 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч.}$

Суточный график и ИКН зимнего периода

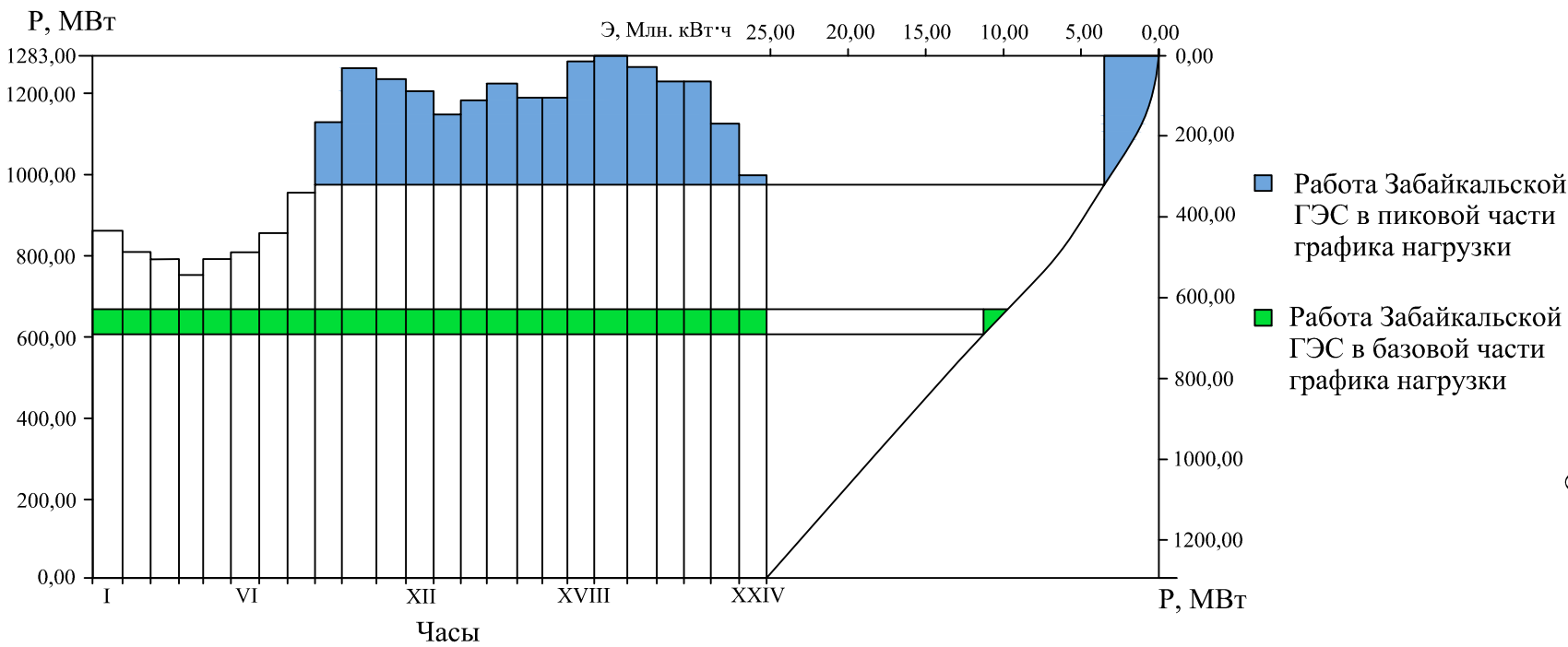
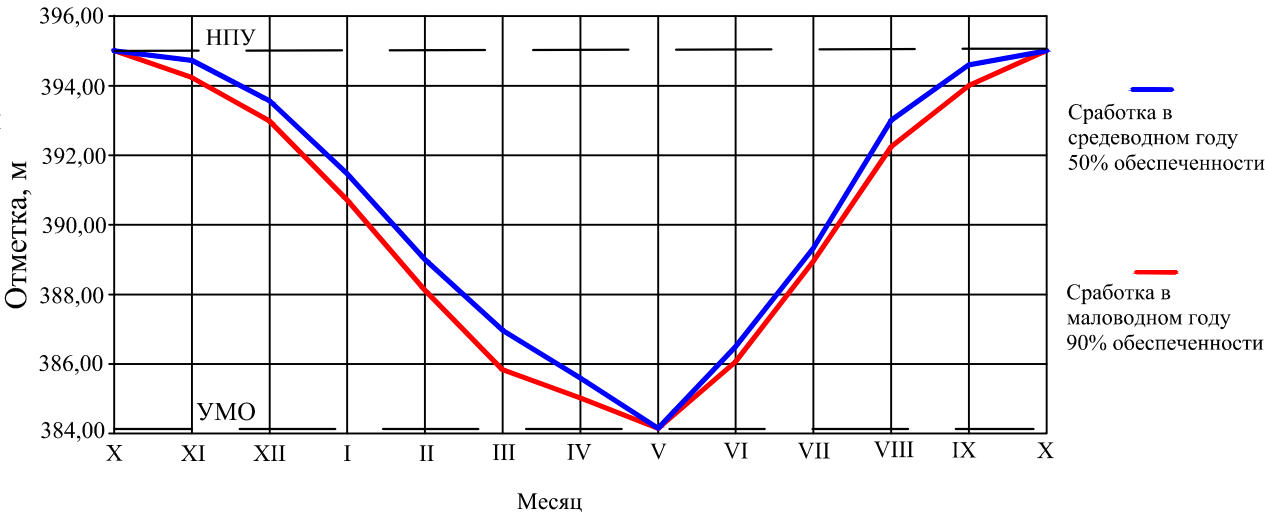
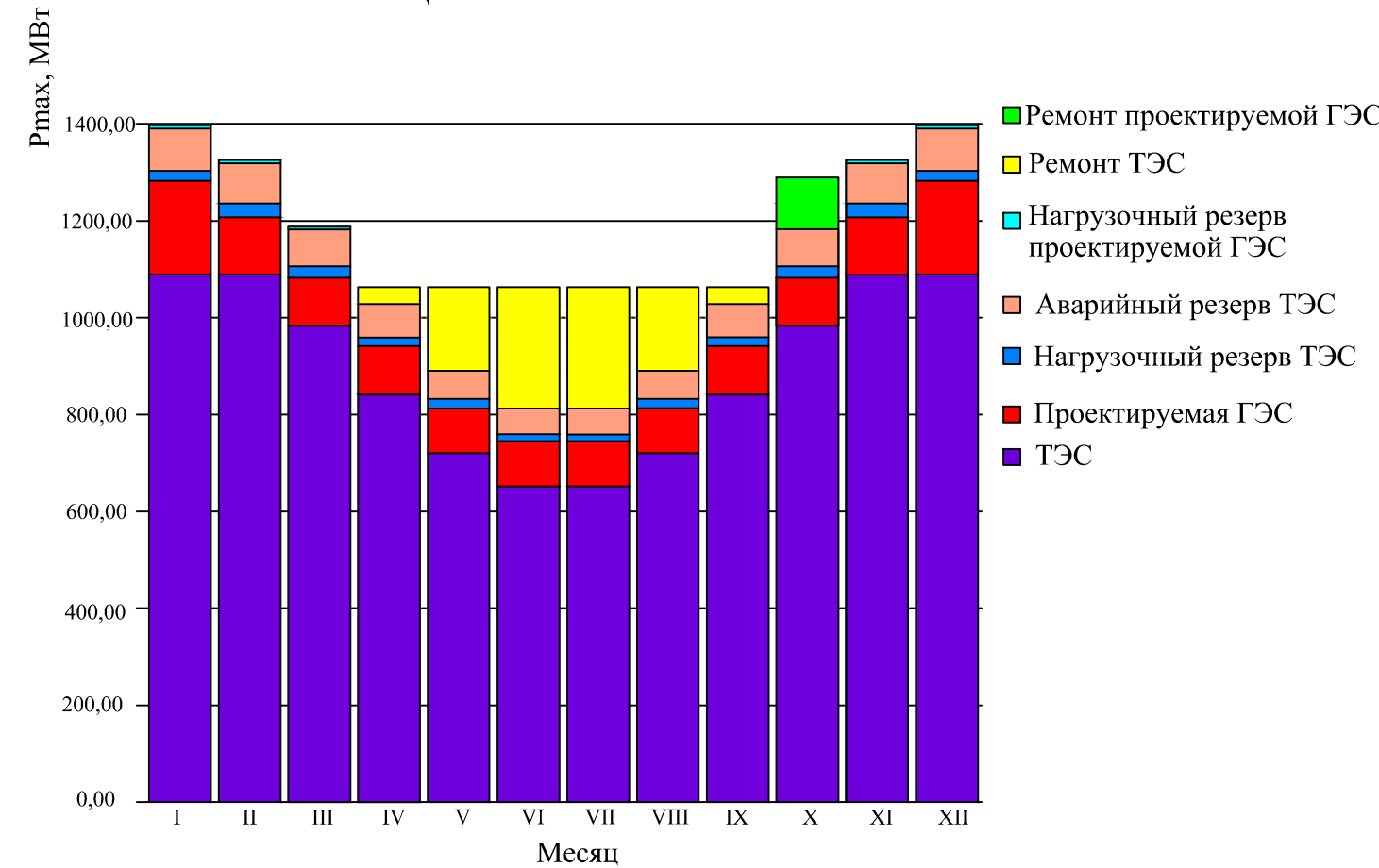


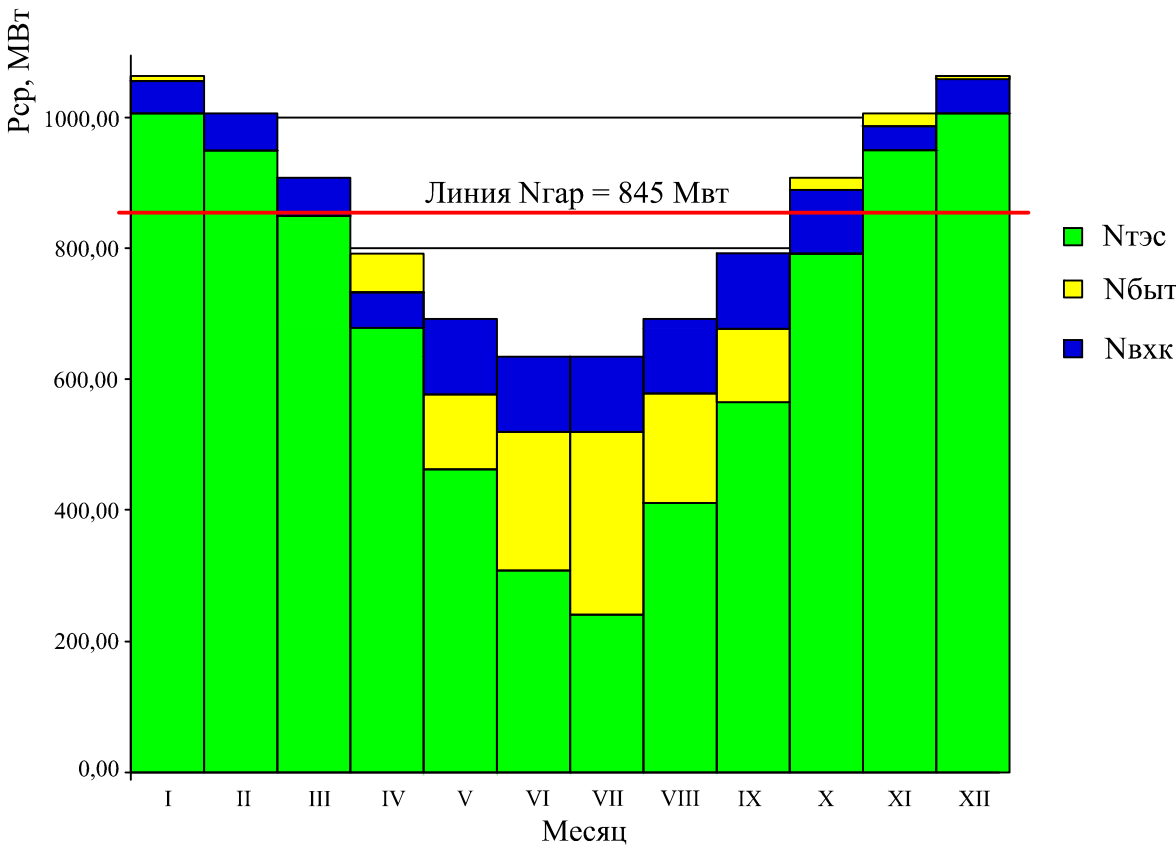
График сработки - наполнения
Забайкальского водохранилища



Баланс мощности Забайкальской ЭС



Баланс энергии Забайкальской ЭС



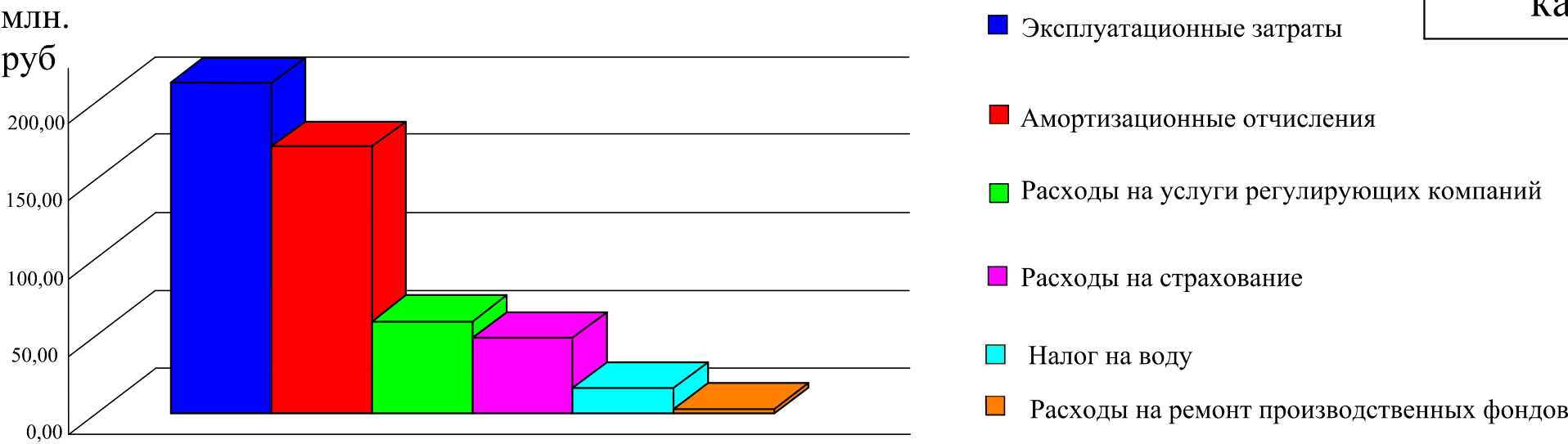
Технико-экономические показатели проекта
Забайкальской ГЭС на реке Шилка

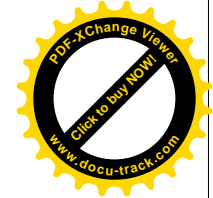
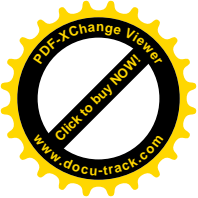
Основные экономические показатели:



Год начала реализации проекта	2017
Ставка дисконтирования	11,60%
Период окупаемости	6 лет 9 месяцев
Чистый приведенный доход	11 557,93 млн.руб.
Индекс прибыльности	1,81
Себестоимость ЭЭ	0,15 руб/кВт·ч
Удельные капиталовложения	105849,1 руб/кВт

Величина текущих затрат, млн. руб.





Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников

подпись


«19» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗАБАЙКАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА.
ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ГЭС НА ОПТОВОМ РЫНКЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ (ОРЭМ)**

Руководитель


19.06.17.
подпись, дата

Зам. главного инженера

по эксплуатации

Филиала ПАО

«РусГидро» -

«Саяно-Шушенская ГЭС

имени П.С. Непорожного»

должность

В.В. Луференко

инициалы, фамилия

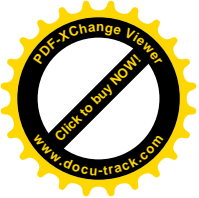
Выпускник


19.06.17.
подпись, дата

Ю.В. Кирьян

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Забайкальской ГЭС на реке Шилка. Особенности работы ГЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ)».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Завд 8.06.17
подпись, дата

В.В. Загеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Масленникова 14.06.17
подпись, дата

А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Т.В. 17.06.17
подпись, дата

А.В. Ткаченко
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

М.В. 10.06.17
подпись, дата

В.В. Казакова
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Завд 13.06.17
подпись, дата

И.А. Лобачев
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

А.В. 17.06.17
подпись, дата

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. 06.06.17
подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

А.В. 19.06.17
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия